

Energie

Forschung und Perspektiven

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung
Regensburg 2016

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorträge auf der DPG-Tagung 2016 in Regensburg

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
S. Schiebahn, S. Emeis und J. Sauer
gestaltet.

Energie

Forschung und Perspektiven

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Regensburg 2016

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, August 2016

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Regensburg, 6. bis 9. März 2016

Haupt- und Fachvorträge

Inhaltsverzeichnis / Table of Contents

Introduction	7
Fachsitzungen / Sessions	8
Abstracts	9
Globale Klimavariabilität im Industriezeitalter – Phänomene und Ursachen - vorgetragen von Ch. Schönwiese	23
The 2°C climate policy goal: Chances & Challenges - presented by H. Held	35
The reactor accident of Fukushima Dai-ichi and its radiological consequences for the Japanese population - presented by R. Michel	53
Monolithic Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells - presented by St. Albrecht	69
Processes for Advanced Fuel Production from Biomass - presented by J. Sauer	83
Methodische Aspekte der Systemanalyse zur Energiewende - vorgetragen von M. Robinius	95

Wasserstoff als Energieträger: Eine Systemanalyse - vorgetragen von S. Schiebahn	103
Offshore Wind Energy - Chances, Challenges, and Impact from a Meteorological Point of View - presented by S. Emeis	113
Wärmepumpe oder KWK – was passt zur Wärmewende? - vorgetragen von G. Luther	123
Impressum	140

Der vorliegende Band versammelt schriftliche Ausarbeitungen von Vorträgen auf der Tagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft des Jahres 2016 in den Räumen der Universität Regensburg. 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.

Düsseldorf, im August 2016

Hardo Bruhns

Introduction

This year's programme of the Energy Working Group (Arbeitskreis Energie, AKE) comprises 13 sessions which deal with energy technologies based on geological, biological, chemical and physical research in conjunction with engineering developments. Two of these sessions, arranged by the AKE, are joint sessions with the CPP and UP divisions, respectively. Furthermore, the Robert-Wichard-Pohl prize talk by C. Buchal (Tuesday) and the plenary talk by R. Schlögl (Friday) are associated to the programme. The sequence of sessions is imposed to some extent by constraints in the availability of the speakers and in designing joint sessions.

The major motivation for the international energy turn, recently discussed at the COP21 in Paris, is the climate change. Two talks are devoted to this topic as well as the impact of wind electricity production on the environment and local climate which becomes an issue with the massive deployment of wind turbines triggered by the „Energiewende“.

A number of talks are related to the German „Energiewende“ and its international siblings. General innovation aspects are discussed as well as the question whether the impact on economy politically has ever been a sufficient optimizing parameter when from the outset almost the entire bill has been charged not to federal and state budgets but to the accounts of electricity consumers.

Regarding electricity generation, novel high-efficiency photovoltaic approaches are discussed, as well as the challenge of mitigating and managing the grid with the forthcoming dominating fluctuating electricity generation by wind turbines and photovoltaics and optimizing the deployment of the different generating technologies. A particularly relevant and difficult area is electricity storage for providing back-up generation and absorbing excess electricity production. According to present political plans the latter will be of same order or even larger than directly useful electricity production. Therefore system studies how to use excess electricity production, e.g. for a hydrogen economy, are highly relevant.

It would be worthwhile to foster R&D and deployment of non-fluctuating sources such as geothermal electricity (and heat). An interesting feature is the combination of this technology with CO₂ sequestration, in particular since internationally the trend of massive fossil fuel use is unbroken. Also electro-reduction of CO₂ by using excess electricity generation has come into focus. Combined heat and power is strongly fostered by German politics via economic support measures, although electric heat pumps show superior performance in many situations and are the obvious corollary to future dominant renewable electricity production. Thermal power plants and other energy converters produce large amounts of waste heat. Thermoelectric materials, though R&D is still at laboratory assessment, offer options for reducing the energetic part of this waste heat.

Electricity, the most discussed energy vector, currently accounts only for one fifth of the German end energy use. One third is related to fuel in the transport sector. Options for novel biofuel production are discussed as well as industrial strategies for future mobility. International forecasts assume fission power as a provider of at least a constant fraction of the future (strongly growing) world electricity supply. Five years after the Tsunami on March 11,

2011, destroying the Fukushima reactors and thereby provoking an accident of the most severe nature according to the INES scale, it is worthwhile to assess with meanwhile much improved knowledge and understanding the causes and sequence of the events in the accident and its consequences, including, in particular, also the radiological impact on society. (HB)

Fachsitzungen / Sessions

AKE 1.1–1.2	Mon 09:30–10:30	Renewable Energy - Biomass, Geothermal Energy and CO ₂ -Sequestration
AKE 2.1–2.2	Mon 10:30–11:15	Heat Pumps and Combined Heat and Power
AKE 3.1–3.1	Mon 11:30–12:00	Trends and Innovations in the Energy Sector
AKE 4.1–4.1	Mon 12:00–12:30	Strategies for Future Mobility
AKE 5.1–5.1	Mon 15:00–15:30	Economic Aspects of the German Energy Turn
AKE 6.1–6.1	Mon 15:30–16:00	Chemical Energy Storage for Electricity
AKE 7.1–7.3	Mon 16:00–17:00	System Analysis and Hydrogen Economy
AKE 8.1–8.3	Mon 17:15–18:00	CO ₂ Electro-Reduction
AKE 9.1–9.2*	Tue 09:30–10:30	High-Efficiency Photovoltaics
AKE 10.1–10.6	Tue 10:45–12:15	Modelling of Energy Systems and Climate
AKE 11.1–11.2	Tue 14:00–15:00	Fukushima - Five Years later
AKE 12.1–12.1	Tue 15:00–15:30	Energy Applications of Thermoelectric Materials
AKE 13.1–13.4**	Wed 09:20–11:30	Energiewende und Klimawandel
PV XXVI***	Fri 08:30–09:15	Towards a Sustainable Energy System; the German Model

* joint session with the Section CPP (Chemical Physics and Polymer Physics)

** joint session with the Section UP (Environmental Physics)

*** plenary sessinn; talk arranged by AKE

Abstracts

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

Invited Talk AKE 1.1

Processes for Advanced Fuel Production from Biomass —

·Jörg Sauer — Institute of Catalysis Research and Technology (IKFT), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Hermann-vonHelmholtz-Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Germany

A survey is given of the potential and production pathways of modern low emission synthetic fuels which are required in the context of the "Energiewende". Unlike so-called "1st generation biofuels", technologies for synthetic biofuels are based on carbon-sources that are not competing to the production of food and animal feed. Methanol and Dimethylether (DME) are accessible through state-of-the-art production processes and will be important intermediate components for synthetic biofuels. Ongoing process development for Methanol and DME will lead to increased stability against fluctuations in feedstock and energy supply.

Several strategies are known for the production of fuels from Methanol and Dimethylether, both for oxygen-containing (oxygenate) fuels and oxygen-free fuels (hydrocarbons). The former offer the advantage of clean combustion and reduced emissions, the latter have high energy densities. The oligomeric oxymethylene dimethyl ethers (OMEs) are highly interesting oxygenate components for application as future diesel component. The production and application is still on a comparatively early stage of development. However, they exhibit beneficial combustion properties with potential for emission reduction. Especially OME-3 to OME-5 are targeted due to their favorable physico-chemical properties.

Invited Talk AKE 1.2

Combined CO₂-storage and geothermal energy extraction: potential and options —

·Martin O. Saar — ETH Zurich, Switzerland

Using carbon dioxide (CO₂) as the geothermal energy extraction fluid has several advantages over water such as 1) the energy conversion efficiency to electricity is typically twice that of water, 2) valuable water resources are protected, and 3) the system results in permanent geologic CO₂ sequestration, a key method to mitigate global climate change. The result is a high-efficiency CO₂-sequestering geothermal power plant with a negative carbon footprint that can operate in regions with relatively low geothermal heat flow and/or low reservoir permeabilities. As a result, this technology expands the geothermal resource base, while making carbon capture and storage (CCS) more economically competitive. Furthermore, such a renewable, geothermal power plant may be combined with other unconventional geothermal technologies such as auxiliary heating of geothermally preheated geofluids. Potential challenges of CO₂-geothermal systems include ensuring caprock integrity, CO₂ availability, and general public acceptance of underground CO₂ storage technologies.

In this presentation, I will address the potential of, and various options for, CO₂-based and other unconventional geothermal systems, particularly for relatively low subsurface heat flow conditions as those that exist throughout Germany. I will also point out the challenges of CO₂-based geothermal energy extraction and provide some examples of research addressing those challenges.

Invited Talk AKE 2.1

Wärmepumpe oder KWK -was passt zur Wärmewende — ·Gerhard Luther — Universität Saarbrücken, Experimentalphysik

In der Öffentlichkeit gilt die Kraftwärmekopplung (KWK) noch immer als die effizienteste Form der Bereitstellung von Strom und Wärme aber die angegebenen Energieeinsparungen täuschen, denn sie beruhen in der Regel auf nicht korrekten und physikalisch geradezu abwegigen Vergleichen. Tatsächlich ermöglichen Wärmepumpen oft die energetisch günstigste Gebäudeheizung, wobei zudem der Einsatz fossiler Primärenergie reduziert und langfristig vollständig vermieden werden kann. Nach der Energiewende wird die aus Sonne und Wind erzeugte Elektrizität die wesentliche Primärenergie darstellen; daher ist die elektrische Wärmepumpe für die Erzeugung der dann noch erforderlichen Niedertemperatur-Wärme gut aufgestellt. Sie muss dabei ihre Stärken "Flexibilität" und "hoher Nutzungsgrad" ausnutzen und noch weiter steigern. Auch die KWK kann zur zukünftigen Wärmeversorgung beitragen. Sie hat allerdings den Nachteil, dass sie einen Brennstoff als Einsatzenergie benötigt und daher eigentlich nur bei einem temporären Defizit des verfügbaren Stromes aus Sonne und Wind eingesetzt werden sollte, wenn sowieso aus den Langzeitspeichern Brennstoff (Methan oder Wasserstoff) entnommen werden muss. Gegenwärtig wird jedoch der Wettbewerb auf dem Wärmemarkt durch eine einseitige massive Belastung der Wärmepumpe durch die immer noch steigenden Steuern und staatlichen Abgaben des Stromesatzes völlig verzerrt.

AKE 2.2

Die Energiewende auf Kurs bringen! — ·Nikolaus von der Heydt und Irmgard von der Heydt — Institut für Umweltphysik Göttingen -Physik zum Leben, 37136 Landolfshausen

Der Vortrag möchte den Blick auf die für den Klimaschutz entscheidenden nächsten 10 Jahre lenken und zu einem dynamischen Energiekonzept für Deutschland beitragen.

Wir schlagen Kombi-Kraftwerke aus Windanlagen und Gaskraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung vor. Es wird dargelegt, dass ein Netz von solchen regional angepassten Kombi-Kraftwerken die Atom- und Braunkohle-Kraftwerke ersetzen und zusätzlich Regelfunktion übernehmen kann. Allein dadurch verringert sich die deutsche CO₂ Emission um 20% -mehr als das Reduktionsziel der Bundesregierung für 2020. Möglich wird das u. a. durch Einsatz von GuD-KWK-Anlagen mit 60% elektrischem Wirkungsgrad, z. B. in Städten mit Wärmenetz. Der erforderliche Windstrom lässt sich allein durch Repowering der bestehenden Windparks mit jetzt üblichen Anlagen von 3-4 MW und 100-140 m Rotordurchmesser gewinnen. Ein stärkerer Ausbau in Süd- und West-Deutschland würde den Netzausbau minimieren. Wir untersuchen, warum der spektakuläre Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung seit 1993 die fossil-nukleare Stromerzeugung nicht nennenswert zurückdrängen

konnte. Die vorgeschlagenen Kombi-Kraftwerke sind anpassungsfähige Bausteine für die Fortführung der Energiewende hin zu immer weniger Klimagas-Emissionen.

Invited Talk AKE 3.1

Trends und Innovationen im Energiesektor — ·Klaus Willnow — Siemens AG, Erlangen
Unser Energiesystem befindet sich im Wandel, sowohl regional als auch überregional. Angetrieben durch Bevölkerungswachstum, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz sind Lösungen gefragt, die gesellschaftlich akzeptiert, umweltverträglich und bezahlbar sind. Der Beitrag reflektiert globale Trends an den lokalen Bedürfnissen und zeigt auf, wie und wo bereits innovative Lösungen und neue Geschäftsmodelle ihre positive Wirkung für ein nachhaltiges Energiesystem zeigen. Der Forschung und Entwicklung kommt dabei eine zentrale Rolle zu.

Invited Talk AKE 4.1

Antriebs- und Kraftstoffstrategien für die zukünftige Mobilität — ·Stefan Schmerbeck — Volkswagen AG, Wolfsburg, Deutschland

Der Weg zu einer nachhaltigen Mobilität beruht auf einer breiten Basis von hoch effizienten Antrieben und der gleichzeitigen Nutzung dekarbonisierter Energieträger. Dabei liegt die Verantwortung der Automobilindustrie vor allem in der Weiterentwicklung der Antriebe und Fahrzeuge hin zu hohen Wirkungsgraden. Neben der weiteren Verbesserung hoch effizienter aber physikalisch und chemisch limitierten reinen Verbrennungsmotoren spielt die Einführung der e-Mobilität eine entscheidende Rolle. Eine große Herausforderung liegt in der Überzeugung der Kunden mit begeisternden und emotionalen neuen Antriebskonzepten. Technologisch müssen hier z.B. die Batterien und die Ladeinfrastruktur weiterentwickelt werden. Auch gilt es, den Weg für nachhaltige Energieträger zur Nutzung im Verkehrssektor zu ermöglichen. Die vielfältig erneuerbar herstellbare Elektrizität und mögliche Synergien aus Speicherung von Elektrizität und Mobilität eröffnen interessante Optionen.

Auch die Digitalisierung wird die Mobilität von Morgen revolutionieren. Die Evolution zum hoch-automatischen Fahren und später zum autonomen Fahren oder die Vernetzung des Autos sind hier die großen Handlungsfelder.

Invited Talk AKE 5.1 *Presentation was cancelled due to sickness*

Die Defizite der Energiewende — ·Manuel Frondel — RWI, Essen

Der Anteil der erneuerbaren Energietechnologien am deutschen Strommix lag Ende 2015 bei rund 30%. Das bedeutet gegenüber dem Anteil von weniger als 7% im Jahr 2000, in dem das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung der Erneuerbaren eingeführt wurde, mehr als eine Vervielfachung. In keinem anderen Land der Welt wurde der Anteil der Erneuerbaren derart vorangetrieben. Doch was weltweit große Beachtung findet, hat einen sehr hohen Preis: Die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland nehmen stetig zu und liegen mittlerweile bei deutlich über 20 Mrd. Euro jährlich. Während viele armutsgefährdete Haushalte unter diesen Lasten zu leiden haben, wird immer mehr überschüssiger grüner Strom produziert, der wegen fehlenden Stromnetzen keine Abnehmer

findet. Um dies zu vermeiden und den künftigen Kostenanstieg für die Verbraucher zu dämpfen, sollte der weitere Ausbau der Erneuerbaren gedrosselt und mit dem Tempo des Netzausbaus in Deutschland synchronisiert werden.

Invited Talk AKE 6.1

Perspektiven und Limitierungen (elektro-)chemischer Energiespeicher – von der Batterie bis zu Power-to-X — Rüdiger A. Eichel — Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung, IEK-9: Grundlagen der Elektrochemie

Zur Speicherung von erneuerbar erzeugtem Strom sind unterschiedliche Zeitskalen relevant - vom Leistungsspeicher bis zum saisonalen Langzeitspeicher. In diesem Beitrag werden die Perspektiven und Limitierungen (elektro-)chemischer Konzepte zur stationären Energiespeicherung beleuchtet. Batteriespeicher (d.h. elektrochemische Akkumulatoren) stellen attraktive Kurzzeitspeicher für Leistungsanwendungen und dezentrale Kurzzeitspeicher dar. Chemische Speicher (Power-to-Fuels) können Langzeitszenarien abbilden. Darüber hinaus erlaubt die Power-to-Chemicals Technologie die Einkopplung in die Chemische Industrie.

Neben den stationären Energiespeichern, spielen auch Speicher für mobile Anwendungen eine wichtige Rolle in einem nachhaltigen Energiesystem. Die im ersten Teil eingeführten Technologien für dezentrale Energiespeicher und X-to-Power Anwendungen werden für die Elektromobilität bewertet, wobei insbesondere zukünftige Technologien der übernächsten Generation im Fokus stehen.

Invited Talk AKE 7.1

Methodische Aspekte der Systemanalyse zur Energiewende — Detlef Stolten, Martin Robinius, Thomas Grube und Sebastian Schiebahn — Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), D-52425 Jülich

Nach den Vereinbarungen in Paris soll die Klimaerwärmung deutlich unter 2° begrenzt werden, was in den bisherigen Energievorgaben nicht berücksichtigt ist, die bereits 80-95% Reduktion der CO₂-Emissionen in Deutschland vorsehen. Häufig wird die Radikalität dieser Forderung unterschätzt oder es wird argumentiert, daß sich die Forderungen noch der Realität anpassen werden. Die derzeitige Entwicklung scheint dies nicht zu stützen; so zeigen etwa die hohen Abschreibungen der Energiekonzerne, daß es erhebliche Fehleinschätzungen der Entwicklung gibt. Letztlich wird eine komplette Neustrukturierung der Energieversorgung erforderlich sein. Hierfür sind die herkömmlichen Methoden der Systemanalyse nach Auffassung der Verfasser nur bedingt geeignet, da sie auf der Fortschreibung bestehender Systeme beruhen und so langfristig nicht zu einer kostenoptimalen und sozial angemessenen Lösung führen. Szenarienanalyse beispielsweise ist geeignet, wenn sich die Anzahl der Variablen, und damit die Veränderungen, in Grenzen halten. Außerdem erfordert die Systemanalyse für einen so starken Umbau eine größere Nähe zur Technik, damit zukünftige Entwicklungen besser berücksichtigt werden können. Desweiteren sollte eine neue Infrastruktur nicht nur vom heutigen Stand aus fortgeschrieben werden, sondern auch vom Ziel der gestaltet werden und dann in Einklang mit einer Fortschreibung gebracht werden. Der Vortrag diskutiert diese Punkte und beleuchtet die Entwicklung für Deutschland an Beispielen.

AKE 7.2

Wasserstoff als Energieträger der Energiewende: Eine Systemanalyse — Sebastian Schiebahn, Thomas Grube, Martin Robinius, Vanessa Tietze und Detlef Stolten — Institut für Energie- und Klimaforschung: Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Deutschland

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik erfordert neue Konzepte zur netztechnischen Integration, denn Erzeugung und Verbrauch geraten zeitlich und räumlich immer mehr aus dem Gleichgewicht. Lastverschiebungen und der Ausbau des europäischen Stromnetzes können den Bedarf an großen Energiespeichern nur mindern, jedoch nicht ersetzen. Für die benötigte Energiespeicherung im TWh-Bereich sind nur Speicher für chemische Energieträger geeignet. Elektrolytisch produzierter Wasserstoff bietet hierfür das mit Abstand größte Potenzial. Dabei eröffnet sich auch die Möglichkeit, die Energiewende vom Strom auf den Verkehrssektor und auf die industrielle Nutzung auszuweiten. Unsere Systemanalyse bewertet diese sektorübergreifenden Synergieeffekte unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Dies wird für ein Szenario mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien im Jahr 2050 vorgestellt. Die zeitlich und örtlich hoch aufgelöste Analyse der Residuallast nach Stromnetzberechnung erlaubt die genaue Platzierung der Elektrolyseure. Aufbauend darauf wird eine kostenoptimierte H₂-Infrastruktur zur flächendeckenden Versorgung des deutschen Straßenverkehrs vorgestellt, welche geografische Limitationen hinsichtlich potentieller Untergrundspeicher sowie technische Restriktionen der jeweiligen Elemente berücksichtigt.

AKE 7.3

Improved hydrogen storage properties of LiBH₄ via nanoconfinement in nanoporous aerogel-like carbon — Alexander Surrey^{1,2}, Christian Bonatto Minella³, Nina Fechler⁴, Markus Antonietti⁴, Ludwig Schultz^{1,2}, and Bernd Rellinghaus¹ — ¹IFW Dresden, Institute for Metallic Materials, P.O. Box 270116, D-01171 Dresden, Germany — ²TU Dresden, Institut für Festkörperphysik, D-01062 Dresden, Germany — ³Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Nanotechnology, Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen, Germany — ⁴Max Planck Institute of Colloids and Interfaces, Dept. of Colloid Chemistry Research, Campus Golm, D-14476 Potsdam, Germany

We present the effect of nanoconfinement of LiBH₄ in nanoporous aerogel-like carbon on its hydrogen storage properties. The carbon scaffold is prepared by salt templating - a simple and sustainable technique for the production of nanoporous carbon-based materials. A loading of up to 40wt.% of LiBH₄ is achieved by melt infiltration, upon which the hydride remains amorphous. The nanoconfined LiBH₄ starts to desorb hydrogen already at 200°C with the main release at 310°C, whereas the bulk material decomposes only above 400°C. A partial rehydrogenation at moderate conditions (100bar and 300°C) is demonstrated.

Under these conditions, bulk LiBH₄ does not absorb any hydrogen. In contrast to a recent report, in-situ heating in the transmission electron microscope indicates that both decomposition products (B and LiH) remain within the carbon pores.

AKE 8.1

Monitoring the Chemical State of Catalysts for CO₂ Electroreduction: An in operando Raman spectroscopic Study — ·Akiyoshi Kuzume, Abhijit Dutta, Motiar Rahaman, and Peter Broekmann — Department of Chemistry and Biochemistry, University of Bern, Bern, Switzerland

A major concern of electrocatalysis research is to assess the structural and chemical changes that a catalyst may itself undergo in the course of the catalyzed process. These changes can influence not only the activity of the studied catalyst, but also its selectivity towards the formation of a certain product. An illustrative example is the electroreduction of carbon dioxide on tin oxide nanoparticles, where under the operating conditions of the electrolysis (that is, at cathodic potentials) the catalyst undergoes structural changes which in an extreme case involves its reduction to metallic tin. This results in a decreased Faradaic efficiency (FE) for the production of formate (HCOO*) that is otherwise the main product of CO₂ reduction on SnO_x surfaces. In this study we utilized potential and time dependent in operando Raman spectroscopy in order to monitor the oxidation state changes of SnO₂ that accompany CO₂ reduction. Investigations were carried out at different alkaline pH levels, and a strong correlation between the oxidation state of the surface and the FE of HCOO* formation was found. Understanding the transition of phases, such as oxide to metallic or vice versa, during CO₂ electrolysis can offer distinct benefits of the catalyst material in terms of activity, selectivity, and stability.

AKE 8.2

Activity of Cu-Au alloy NPs towards the electrochemical reduction of CO₂: A compositional dependence study —

·Motiar Rahaman, Abhijit Dutta, and Peter Broekmann — Department of Chemistry and Biochemistry, University of Bern, Freistrasse 3, Bern 3012, Switzerland

Our work focuses on the optimization of Cu-Au catalyst composition towards the electroreduction of CO₂ in aqueous media. We have synthesized various compositions of Cu-Au alloy nano-particles (NPs) directly on a technical vulcan carbon support where the chemical composition of the NPs were systematically varied from pure Au to pure Cu. The structure, composition and the electrochemical activity of these NPs with regard to the CO₂ electroreduction were studied by a combination of microscopic/spectroscopic methods (TEM, EDAX, XR and XPS) and electrochemical measurements (LSV and chronoamperometry). The formed gaseous and liquid products from the CO₂ electroreduction have been analyzed by gas chromatography (GC) and ion chromatography (IC) techniques respectively. The catalytic activity of Cu-Au alloy composition towards CO₂ reduction and the product distribution is found to be strongly dependent on the particular Au content. In case of Cu₁₇Au₈₃ alloy, CO is observed as main reduction product whereas, in case of Cu₈₄Au₁₆ alloy, hydrocarbons are dominantly produced with formate as side product. However the best hydrocarbon efficiency is observed for the Cu₆₇Au₃₃ alloy where ethylene and ethane are produced with substantial faradaic efficiencies.

AKE 8.3

Enhancing Process Stability for the Electrolysis of Carbon Dioxide with Ionic Liquids —

·Sebastian S. Neubauer¹, Ralf K. Krause², Joachim Wecker², Dirk M. Guldi¹, and Guenter Schmid² — ¹Department of Chemistry and Pharmacy, FAU, Egerlandstr. 3, 91058 Erlangen, Germany — ²Siemens AG, Günter-Scharowsky-Str. 1, 91058 Erlangen, Germany

The production of valuable synthetic fuels and / or chemical feedstock out of waste CO₂ constitutes a key challenge in the contemporary field of energy storage. CO₂ is converted in a single step via a direct electrocatalytic process affording high efficiencies. The conversion of CO₂ to carbon monoxide (CO) is a hot topic and the focus of this work. Studies, which were conducted in recent years, utilized mainly aqueous electrolytes. Rather short process stabilities and the competing hydrogen evolution reaction (HER) remain as major problems. In this context, ionic liquids have evolved as versatile solvent for the electrocatalytic conversion.[1] Considering their unique properties such as high ion conductivity, wide electrochemical window, and low Henry constant for CO₂, they potentially inhibit HER and shift the electron transfer towards CO₂ reduction. We identified ideal operation conditions for selected ionic liquids in the matter of working electrode potential and electrolysis stability. To this end, understanding and controlling electrophoresis is crucial with regard to the stability. The major conclusion of our work is the realization of high Faraday efficiencies for CO formation within a stable process, while HER is inhibited. [1] B. A. Rosen et al., Science 2011, 334, pp. 643-644

Invited Talk AKE 9.1

Multi junction concepts for photovoltaics and artificial photosynthesis: Critical points of current and future highperformance solar energy conversion —

— Technische Universität Ilmenau, Department of Physics, Ilmenau Germany

By far the highest solar energy conversion efficiencies have been achieved so far, when employing III-V-based semiconductor layer structures in multi junction approaches for optimum exploitation of the solar spectrum [1-3]. In these record-breaking multi-layer structures, interfaces are the most crucial parts in different regards. In devices for direct water splitting the solid-liquid interface is in particular delicate towards (photo)electrochemical corrosion and charge transfer. An interface with low-defect density between silicon and III-V compounds would be a major breakthrough and would not only add to solar energy conversion, but all kinds of opto-electronic devices.

To accelerate progress in these fields, it is essential to gain an atomicscale understanding of critical and essential heterojunction preparation, including the complex physico-chemical processes and interface formations [4,5]. Here, we will present original analysis to scrutinise state-of-the-art preparation and to develop future solar energy conversion routes with multi junction concepts.

[1] M.M. May et al., Nat. Commun. 6 (2015) 8286 [2] A. Nakamura et al. Appl. Phys. Express 8 (2015) 107101 [3] F. Dimroth et al., Prog. Photovoltaics 22 (2014) 277 [4] O. Supplie et al., J. Phys. Chem. Lett 6 (2015) 464 [5] M.M. May et al., J. Phys. Chem. C. 118 (2014) 19032

Topical Talk AKE 9.2

Monolithic perovskite/silicon-heterojunction tandem solar cells processed at low temperature — ·Steve Albrecht¹, M. Saliba², J.P. Correa Baena², F. Lang¹, L. Korte¹,

R. Schlatmann¹, M. K. Nazeeruddin², A. Hagfeldt², M. Grätzel², and B. Rech¹ —

¹Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH, Institut für Silizium-Photovoltaik, Kekuléstraße 5, 12489 Berlin, Germany — ²Laboratory for Photonics Swiss Federal Institute of Technology (EPFL), Station 6, Lausanne, CH 1015, Switzerland

Tandem solar cells combining silicon and perovskite absorbers have the potential to outperform state-of-the-art high efficiency silicon single junction devices. However, the practical fabrication of monolithic silicon/perovskite tandem solar cells is challenging as material properties and processing requirements restrict the device design. We achieve a tandem cell efficiency of 19.9% with an open circuit voltage of 1.78 V for the reverse scan direction with a stabilized power output of 18.1% which is one the highest reported values to date. The monolithic integration was realized via low temperature processing of the semitransparent perovskite sub-cell. The tandem cell design is currently limited by the photocurrent generated in the silicon bottom cell that is reduced due to reflectance losses. Based on optical modelling and first experiments, we show that these losses can be significantly reduced by combining optical optimization including light trapping approaches. Therefore, this study highlights the great potential of monolithic silicon heterojunction/perovskite tandem solar cells.

AKE 10.1

Ein Modell zur Berechnung des optimalen Energie-Mix unter Berücksichtigung volatiler Energiequellen — ·Magda Schiegl — Hochschule Landshut

In Anlehnung an [1] wird die Datenanalyse der folgenden Stromdaten von Deutschland für das Jahr 2013 durchgeführt: Der Gesamtverbrauch (load), die Erzeugung durch regenerative Quellen und zwar Photovoltaik, Wind on-und off-shore. Wir führen die statistische Analyse der Zeitreihen durch, insbesondere zur Ermittlung eines optimalen Energie-Mix in Hinblick auf ein Minimum an benötigter Back-Up Energie. Auf der Grundlage dieser Analyse entwickeln wir ein statistisches Modell, das die näherungsweise analytische Berechnung des optimalen Energie-Mix und der Back-up Energie erlaubt. Die Qualität der analytischen Lösung wird anhand der Ergebnisse der empirischen Analyse diskutiert. Wir erweitern unsere Untersuchung auf den Einsatz von Speichermedien: Die Auswirkungen ihrer Eigenschaften auf den Energie-Mix und die benötigte Back-up Energie wird beschrieben.

[1] F. Wagner, Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012, Eur. Phys. J. Plus (2014), 129: 20

AKE 10.2

Using virtual injection patterns to allocate power flows in renewable electricity networks

— ·Sabrina Hempel¹, Jonas Hörsch¹, Mirko Schäfer¹, Martin Greiner², Stefan Schramm¹ —
¹FIAS, Frankfurt am Main, Deutschland — ²Aarhus University, Aarhus, Denmark

Renewable electricity networks are defined as power grids with a large penetration of fluctuating renewable power generation. Using virtual injection patterns, the power flow on the network can be decomposed into flow patterns associated with the respective exporting and importing nodes. We use this method to allocate grid usage to the different countries in a simplified model of a highly renewable pan-European electricity system.

AKE 10.3

Backup Flexibility Classes in Renewable Electricity Networks with Storage — David Schlachtberger¹, Tom Brown¹, Sarah Becker¹, Stefan Schramm¹, and Martin Greiner² —
¹Frankfurt Institute for Advanced Studies, 60438 Frankfurt am Main, Germany —
²Department of Engineering, Aarhus University, 8000 Aarhus C, Denmark

High shares of intermittent renewable generation in a European power system will lead to an increasing demand for flexible complementary generation. This work aims to quantify this demand in terms of generation capacity in different flexibility classes. We use five 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 corresponding to daily, weekly, and seasonal time-scales. They are distinguished by their respective maximum rates of change of power output. Using an economic optimization model, the influence of storage technologies that act on comparable time-scales, like pumped hydro storage for efficient, but limited short term storage, or hydrogen storage with fuel cells with low efficiency, but potentially large capacity for medium to long term storage, can be determined. We also study the effects of constrained network transmission, price assumptions, and electricity generation from reservoir hydro power with inflow on the flexibility of the system.

AKE 10.4

Power flow tracing through Germany's transmission grid — Jonas Hörsch¹, Mirko Schäfer¹, Sarah Becker^{1,3,4}, Stefan Schramm¹, and Martin Greiner² —
¹Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS), Goethe-Universität, 60438 Frankfurt am Main, Germany —
²Department of Engineering, Aarhus University, 8000 Aarhus C, Denmark —
³Department of Electrical Engineering and Computer Science, University of Kassel, 34121 Kassel, Germany —
⁴Fraunhofer Institute for Wind Integration and Energy Systems Technology (IWES), 34119 Kassel, Germany

Increasing shares of fluctuating renewable sources and a deeper integration of the European electricity markets call for the extension and efficient use of the transmission structure. A fair allocation scheme of its operation and capital costs to participating parties should take an appropriate measure of their grid usage into account.

This talk introduces 1) a flow tracing algorithm for dissecting the power flows into its constituent flows originating from different types or groups of generators and ending at individual consumers and 2) the aggregation of the partial flows over several representative years into such a measure of grid usage.

We demonstrate it on the model of a highly renewable German electricity system embedded in a simplified European grid by determining the relative impacts due to 1) wind, solar and conventional power generation and to 2) consumption and generation in each of the Bundesländer.

AKE 10.5

Assimilation von PV-Leistungsdaten und Ihre Herausforderungen im Regionalmodell

COSMO-DE — ·Stefan Declair¹, Yves-Marie Saint-Drenan² und Roland Potthast¹ —

¹Deutscher Wetterdienst, Frankfurter Straße 135, 63067 Offenbach, Germany — ²Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, Germany

Datenassimilation ist ein unerlässlicher Schritt in der Prozesskette der numerischen Wettervorhersage. Sie stellt nicht nur die Initialfelder für die Integration des Modells bereit, sondern sie synchronisiert auch das Modell mit der Realität und reduziert damit den Modellfehler in der Vorhersage. Neben konventionellen Beobachtungssystemen wie z.B. Radiosonden oder synoptische Bodenstationen werden immer mehr Systeme erschlossen, die die Ableitung von meteorologischen Informationen erlauben. Dazu gehören z.B. Satellitenradianzen, Radarreflektivitäten und GPS-Laufzeitverzögerungen. Leistungsdaten von PV-Anlagen bieten an, Strahlungs- und Wolkeninformation abzuleiten und können damit z.B. Satelliteninformation sinnvoll ergänzen, da diese Informationen nun nicht mehr auf die vertikale Säule des Beobachtungsinstrumentes beschränkt ist, sondern auch den Pfad zwischen Sonnenstand und Instrument einbezieht.

Dieser Beitrag beschreibt die Methode, wie das Modelläquivalent zur PV-Leistung im Wettermodell berechnet wird und diskutiert die dominierenden Einflußfaktoren und Herausforderungen bei der Anwendung.

AKE 10.6

Berechnung von Klima-Trend-Funktionen aus lokalen Zeitreihen — ·Dieter Ihrig — FH Südwestfalen, Iserlohn, Germany

Die Tatsache einer Zunahme der mittleren Jahrestemperatur gegenüber der vorindustriellen Zeit ist in der wissenschaftlichen Gemeinschaft allgemein anerkannt. Die mittlere Jahrestemperatur und noch stärker die Monatsmittel der Temperatur haben sich aber in verschiedenen Regionen der Welt durchaus unterschiedlich entwickelt, was zu teilweise schwierigen Diskussionen und zu Kritik durch die sog. Klimaskeptiker führt. Temperaturtrends sind angesichts des starken Rauschens im Temperatursignal schwierig zu sehen. Die üblichen Filter-verfahren erlauben keine gesicherte Aussage für die letzten 10 bis 20 Jahre. Es wird ein Verfahren zur Berechnung von Trendfunktionen im Sinne neuer, geglätteter Zeitreihen vorgestellt, das in der Lage ist bis zur aktuellen Zeit zu rechnen. Die Methode wird auf Klimazeitreihen (1881 bis 2015) von 40 Stationen angewandt. (Jahresmittel und 12 Monatsmittel) Die Abhängigkeit der Temperaturänderung sowie der daraus resultierenden Änderung der Strahlungsleistung abhängig vom Breitengrad wird vorgestellt. Die Methode wird außerdem auf Zeitreihen der Niederschläge angewandt.

Invited Talk AKE 11.1

Der Reaktorunfall von Fukushima -Ursachen, Ablauf und Folgen des Unfalls sowie Maßnahmen zur Bewältigung der Unfallfolgen — ·Walter Tromm, Martin Brandauer und Robert Stieglitz — Karlsruhe Institut für Technologie, Hermann-von-Helmholtz Platz 1, 76334 Eggenstein-Leopoldshafen

Am 11. März 2011 ereignete sich vor der Ostküste der japanischen Hauptinsel Honshu das schwerste Erdbeben seit Beginn entsprechender Aufzeichnungen in Japan. Am Kernkraftwerksstandort Fukushima Daiichi verursachten das Beben und der nachfolgende Tsunami den fast vollständigen Ausfall der Stromversorgung von vier der insgesamt sechs Reaktorblöcke. In der Folge kam es zu dem nach Tschernobyl schwersten Reaktorunfall. Vor allem in den ersten Tagen des Unfalls gelangten dabei erhebliche Mengen radioaktiver Stoffe in die Atmosphäre. Der Unfall wurde auf der höchsten Stufe der International Nuclear and Radiological Event Scale (INES 7) eingeordnet. Der Vortrag beleuchtet aus heutiger Sicht die Unfallursachen, den Ablauf und die Folgen des Unfalls und im zweiten Teil die technischen Maßnahmen zur Bewältigung der Unfallfolgen am Standort. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich Teile der Reaktorkerne in den unteren Bereichen der Sicherheitsbehälter der Reaktoren eins bis drei befinden. Die kontaminierten Abwässer der dazu notwendigen Kühlmaßnahmen müssen speziell behandelt werden. Auch der zum Teil zerstörte Kernbrennstoff in den Brennelementlagerbecken muss in den Blöcken 1 bis 3 sicher gekühlt werden. Dennoch sollen die Reaktorblöcke in 30 bis 40 Jahren restlos zurückgebaut werden können.

Invited Talk AKE 11.2 Tue 14:30 H3

Der Reaktorunfall von Fukushima Dai-ichi: die radiologischen Konsequenzen für die Bevölkerung — ·Rolf Michel — Institut für Radioökologie und Strahlenschutz, Leibniz Universität Hannover

Fünf Jahre nach dem Unfall lassen sich die aus dem Unfall resultierenden Kontaminationen der Umwelt, die daraus resultierenden Strahlenexpositionen für die betroffenen Bevölkerungsgruppen und die möglichen gesundheitlichen Konsequenzen auf der Basis internationaler Evaluierungen zuverlässig beurteilen. Der Vortrag schlägt einen Bogen vom freigesetzten Nuklidpektrum, über Transport und Fallout der Radionuklide und die Kontamination von Umweltmedien zur Ermittlung der externen und internen Strahlenexpositionen der Bevölkerung in den verschiedenen Präfekturen Japans. Dabei werden sowohl die Dosen im ersten Jahr und den Folgejahren sowie die Lebenszeitdosen betrachtet. Die bisher verfügbaren Daten über gesundheitliche Effekte werden diskutiert.

Invited Talk AKE 12.1

Energiegewinnung durch Nanostrukturierte Thermoelektrika: Von Thomas Seebeck zum thermoelektrischen Generator

— ·Kornelius Nielsch — Leibniz-Institut für Festkörper-und Werkstoffforschung, Dresden, Germany

Mehr als 60 Prozent der weltweit verbrauchten fossilen Primärenergie werden einer Studie des Lawrence Livermore National Laboratory zufolge ungenutzt als Wärme abgegeben. Zu den größten Abwärmeproduzenten gehören Kraftwerke, Feuerungsanlagen und

Kraftfahrzeuge. Technologien, die es ermöglichen, Abwärme hieraus zumindest teilweise zu verwerten, würden wertvolle Effizienzsteigerungen erzielen. Hier könnte die Thermoelektrik durch die direkte Umwandlung von Wärme in Strom wesentliche Beiträge zum effizienteren Energieumgang und damit zum Umweltschutz leisten.

Thermoelektrika sind Materialien, die Wärme in elektrische Energie umwandeln. Neben Anwendungen in der Sensorik und Kühltechnik ermöglichen Thermoelektrika die Nutzung nahezu jeder Abwärme, um Elektrizität zu erzeugen. Als aussichtsreichster Ansatz zur Entwicklung von Thermoelektrika hoher Effizienz Z ($Z=S^2*\sigma/\lambda$: Seebeck-Koeffizient S , elektrische und thermische Leitfähigkeit σ und λ) gilt heute die Strukturierung auf nm-Skala. Im Vortrag wird die Entwicklung von thermoelektrischen Modellsystemen mit chemischen Verfahren aus der Gasphase und Flüssigkeiten und Ansätze zur thermoelektrischen Charakterisierung an einzelnen Nanostäben und im Ensemble hin zum thermoelektrischen Modul präsentiert.

Invited Talk AKE 13.1

Globale Klimavariabilität im Industriezeitalter -Phänomene und Ursachen — ·Christian-Dietrich Schönwiese — Goethe-Universität, Inst.f. Atmosphäre u. Umwelt, Postfach 111932, 60054 Frankfurt a.M.

Die Schätzwerte der global gemittelten bodennahen Lufttemperatur (Landgebiete und Ozeane) ab 1850 bzw. 1880 sind im Gegensatz zu anderen Klimagrößen besonders zuverlässig und genau. Sie zeigen einen langfristigen Erwärmungstrend, der überwiegend durch die anthropogene Emission klimawirksamer Spurengase verursacht ist, aber auch überlagerte anthropogene (Aerosole) sowie natürliche (Vulkanismus, Sonnenaktivität, El Nino usw.) Fluktuationen. Sie können den Erwärmungstrend vorübergehend abschwächen oder gar umkehren. Eine solche Abschwächung (Hiatus) ist 1998-2013/14 eingetreten, aber 2015 war ein neues markantes Wärmerekordjahr. Diese gesamte Klimavariabilität ist durch aufwändige physikalische Klimamodelle bzw. statistische Studien (z.B. neuronale Netze) gut verstanden.

Invited Talk AKE 13.2

The 2° C climate policy goal: Chances & Challenges — ·Hermann Held — University of Hamburg, Center for Earth System Research and Sustainability, Grindelberg 5, D-20144 Hamburg

The Conference of Parties held end of 2015 in Paris re-confirmed the so called 'two-degree target' (2°-target) as the global goal of climate policy. It encodes the consensus to limit an anthropogenically induced increase of global mean temperature to 2°C. The latest IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) report (2014) summarizes cost estimates that can be interpreted as rather low, suggesting some political feasibility of the 2°-target. However in terms of an agreement on concrete cuts of greenhouse gas emissions, most likely there will be a gap, equivalent to about 1°C global warming. Furthermore, our work has shown that the 2° target requires a somewhat refined definition and interpretation once one acknowledged a probabilistic, long-tailed climate response to greenhouse gas forcing, in combination with anticipated future learning 'dynamic decision-making'). Here we present a generalization of the 2°-target that respects dynamic consistency under anticipated future learning.

Consequences for climate policy are highlighted, including the possibility of a delayed 2° policy. We find that previous climate economic analyses of the 2°-target in terms of low cost for transforming the energy system are still valid, when being re-interpreted. Moreover, mitigation costs could be reduced by up to 1/3 if the climate response to greenhouse gas forcing were known with certainty, pointing to the expected economic value of geo-scientific information.

Invited Talk AKE 13.3

How regional climate interacts with wind power generation

— Robert Vautard — LSCE Orme des Merisiers 91191 Gif sur Yvette CEDEX

Climate change mitigation with ambitious targets such as those of the Paris agreement require that by 2050 electricity generation be almost completely decarbonized [IPCC, 2014]. This will require a large share of renewable energy production such as wind power. Wind power generation depends itself on climate variability and potentially modifies regional climate. I will review the impacts of climate change on wind power resource and generation in Europe and potential effects of a large share of wind power in Europe. We show that wind power resource is likely to decrease in many European areas, especially in Mediterranean areas. Interactions between wind turbines and the atmosphere also lead to potential regional impacts on climate and wind resource itself. I will give an overview of such effects for Europe found in previous studies and propose research directions to better quantify these effects.

Invited Talk AKE 13.4

Offshore-Windenergienutzung -Chancen, Herausforderungen und Auswirkungen aus meteorologischer Sicht — Stefan Emeis — Karlsruher Institut für Technologie, Campus Alpin, Garmisch-Partenkirchen

Einen größeren Beitrag zur Energiewende sollen große offshore-Windparks darstellen. Vorteile liegen in den über See zur Verfügung stehenden großen Flächen, der gegenüber dem Festland im Mittel höheren Windgeschwindigkeit, der geringeren Turbulenzintensität der Anströmung und der geringeren vertikalen Windscherung in Höhe der Rotorblätter. Die ersten beiden Fakten garantieren höhere Erträge, die anderen Punkte bedeuten eine geringere mechanische Belastung der Windturbinen. Diese Technik bringt neue Herausforderungen aus meteorologischer Sicht. Die geringere Oberflächenreibung über See bringt höhere Extremwindgeschwindigkeiten mit sich. Die deutlich geringere Turbulenzintensität verlängert Nachläufe hinter den einzelnen Windturbinen und hinter ganzen Windparks erheblich. Damit müssen über See höhere Abstände zwischen den einzelnen Turbinen im Park und zwischen den Parks als Ganzen eingeplant werden, um bei gleicher Windgeschwindigkeit denselben Ertrag wie über Land zu erzielen. Eine größere Zahl von großen Windparks wird das regionale Klima in dem Seegebiet und in den angrenzenden Küstenländern beeinflussen. Vermehrte Wolkenbildung und vielleicht sogar eine geänderte Niederschlagsverteilung sind denkbar. Das vom BMWi kürzlich genehmigte Verbundforschungsvorhaben WIPAFF wird diese Fragestellungen in den nächsten drei Jahren untersuchen.

Plenary Talk PV XXVI

Towards a Sustainable Energy System; the German Model — Robert Schlögl — Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft, Berlin — Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion, Mülheim a.d. Ruhr

The integration of fossil, biological and direct solar primary energy carriers into a system of sustainable, secure and affordable energy system for our human activities is a challenge for physics/chemistry as much as for societal considerations. The present status and the scale of the required transformations will be elucidated using the German energy system.

We derive from a systemic view onto this challenge [1] some critical achievements that have to be met by surface and interface science in order to arrive at the critical world scale solutions for interchanging free electrons and chemical bonds as energy carriers. The requirements for these achievements lead us back to rather old but unsolved fundamental questions in interface science.

[1] R. Schlögl, *Angew. Chem. Int. Ed.* 2015, 54, 4436-4439.

Globale Klimavariabilität im Industriezeitalter – Phänomene und Ursachen

Christian-D. Schönwiese

Institut für Atmosphäre und Umwelt, Goethe-Universität Frankfurt a.M.

Abstract

Die Schätzwerte der global gemittelten bodennahen Lufttemperatur (Landgebiete und Ozeane) ab 1850 bzw. 1880 sind im Gegensatz zu anderen Klimagrößen besonders zuverlässig und genau. Sie zeigen einen langfristigen Erwärmungstrend, der überwiegend durch die anthropogene Emission klimawirksamer Spurengase verursacht ist, aber auch überlagerte anthropogene (Aerosole) sowie natürliche (Vulkanismus, Sonnenaktivität, El Niño usw.) Fluktuationen. Sie können den Erwärmungstrend vorübergehend abschwächen oder sogar umkehren. Eine solche Abschwächung (Hiatus) ist 1998-2013 eingetreten, aber 2015 war ein neues markantes Wärmerekordjahr. Diese gesamte Klimavariabilität ist durch aufwändige physikalische Klimamodelle bzw. statistische Studien (z.B. neuronale Netze) gut verstanden.

1. Einführung

Das Klima ist variabel in allen Größenordnungen der Zeit und des Raums, und dies aus den unterschiedlichsten Gründen. Die indirekten Klimarekonstruktionen der Paläoklimatologie reichen maximal 3,8 Mrd. Jahre zurück und decken somit fast die gesamte Erdgeschichte (4,6 Mrd. Jahre) ab (Schönwiese, 2013a). Jedoch werden sie immer ungenauer, je weiter sie zurück reichen. Direkte Messdaten in hinreichend globaler Abdeckung gibt es seit etwa 1850, insbesondere was die bodennahe Lufttemperatur betrifft (Messhöhe 2 m über Grund). Das gilt annähernd auch für die Meeresoberflächentemperatur. Im Gegensatz zur Paläoklimatologie existiert für diese Zeit, die sich in etwa mit dem Industriezeitalter (seit ca. 1800) deckt, somit eine sehr genaue Datenbasis in guter räumlicher und zeitlicher Auflösung. Man spricht dabei von der Neoklimatologie (Schönwiese, 2013a). Jedoch bleiben andere Klimatelemente wie z.B. der wesentlich variabelere Niederschlag (so wichtig er wegen seiner Auswirkungen auch ist) hinsichtlich Zuverlässigkeit und Genauigkeit deutlich hinter der Temperatur zurück, so dass sich dieser Beitrag auf die bodennahe Luft- und Meeresoberflächentemperatur beschränkt.

Die ausgeprägte räumliche Klimavariabilität mit ihren regionalen Besonderheiten kann den Überblick und auch die Ursachendiskussion sehr erschweren. Daher sollen hier globale Mittelwerte (Landgebiete und Ozeane) im Blickpunkt stehen, kurz die Globaltemperatur, eine Kombination aus der bodennahen Luft- und Meeresoberflächentemperatur. Die zeitliche Auflösung beträgt ein Jahr. Die so definierte Temperatur wird oft als relativ einfache Kenngröße angesehen, die den klimatologischen Zustand unseres Planeten zusammenfassend kennzeichnet. Am bekanntesten ist in diesem Zusammenhang die relativ langfristige „globale Erwärmung“, ein typisches Merkmal des Industriezeitalters (IPCC, 2014). Sie ist jedoch von vielfältigen relativ kurzfristigen Fluktuationen bzw. Jahresanomalien (d.h. relativ markanten jährlichen Abweichungen vom zeitlichen Mittelwert bzw. Trend) überlagert. Zentrale Aufgabe der Klimatologie muss es sein, alle diese zeitlichen Strukturen möglichst verlässlich und genau zu erfassen und die Ursachen der dabei ersichtlichen zeitlichen Klimavariabilitätsstrukturen möglichst weitgehend zu klären. Darum soll es im Folgenden gehen.

2. Datenbasis

Es gibt weltweit drei Institutionen, die Daten der bodennahen Luft- und Meeresoberflächen-Temperaturen bereitstellen, im Allgemeinen in Form von Gitterpunkt-bezogenen Datensätzen, zusammen mit den hemisphärischen und globalen Mittelwerten. Dies ist die Climatic Research Unit (CRU) der Universität Norwich (UK), das Goddard Institute for Space Studies (GISS) der NASA (USA) und die National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), genauer das dortige Klimadatenzentrum (National Climate Data Center, NCDC, ebenfalls USA). Im letzteren Fall wird auch vom Global Historical Climate Network (GHCN) gesprochen. Diese Datensätze werden ständig aktualisiert und sind hier in der Version vom Februar 2016 benutzt (CRU, 2016, als CRU4 bezeichnet; GISS, 2016; NOAA, 2016). Derzeit kann dabei die gemeinsame Zeitspanne 1880-2015 erfasst werden.

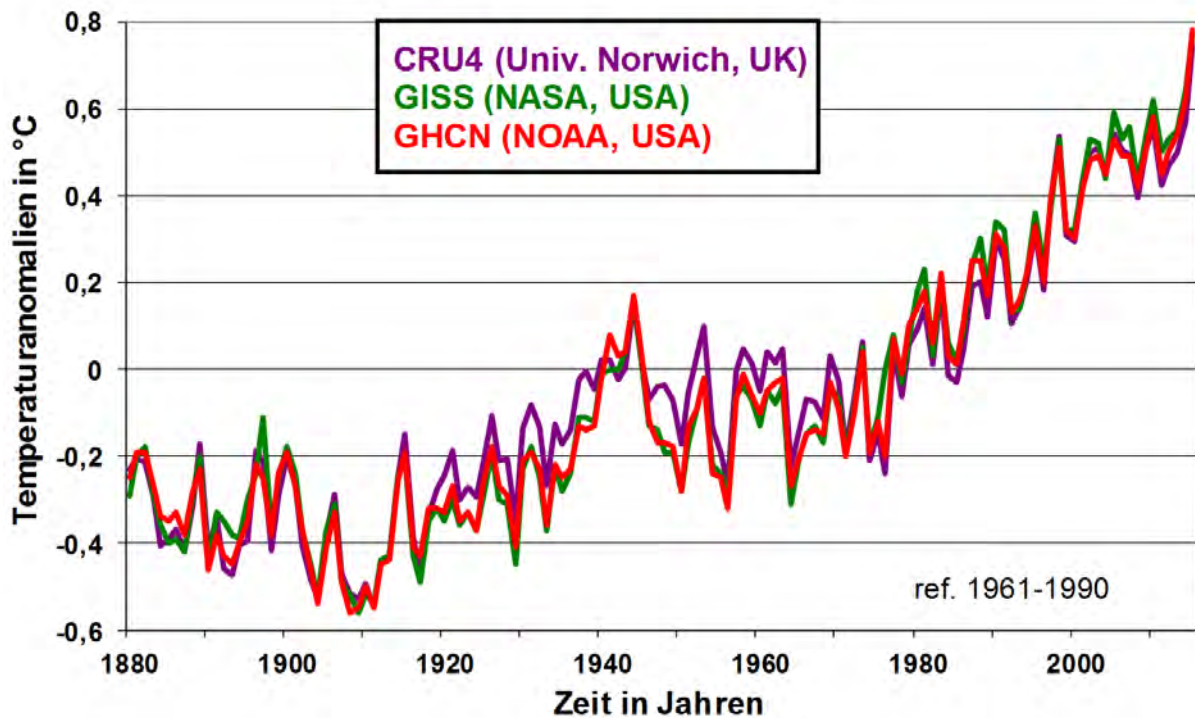


Abb.1: Globaltemperatur-Anomalien 1880-2015 (relativ zu 1961-1990) nach drei verschiedenen Datenquellen (vgl. Text)

In Abb. 1 sind diese drei Zeitreihen miteinander verglichen. Obwohl die Anzahl der verwendeten Stationen (derzeit CRU 5583, GISS ca. 6300 und GHCN/NOAA 7280 Stationen, um 1880 grob geschätzt 500 Stationen) und auch die Bearbeitungsmethoden (insbesondere der Umgang mit sog. Inhomogenitäten, die z.B. durch Standortwechsel der Stationen zustande kommen) etwas unterschiedlich sind, ist die Übereinstimmung sehr gut (Korrelationen $> 0,99$). Übrigens ist es bei solchen flächenbezogenen Daten üblich, sie als Anomalien auszudrücken, d.h. als Abweichungen vom zeitlichen Mittelwert einer bestimmten Bezugsperiode. Dies ist hier 1961-1990 (entsprechend den Empfehlungen der Weltmeteorologischen Organisation, WMO). Leider benutzen nicht alle Institutionen diese Bezugsperiode, so dass hier alle Daten einheitlich darauf umgerechnet sind. Da eine Datenquelle, nämlich CRU, die Daten bereits ab 1850 zur Verfügung stellt, vgl. Abb. 2 (siehe folgende Seite), soll nun anhand dieser Zeitreihe eine kurze Diskussion der dabei ersichtlichen zeitlichen Variabilitätsstrukturen erfolgen.

3. Analyse der zeitlichen Änderungsstrukturen

Am auffälligsten ist der langzeitliche Erwärmungstrend (die bereits erwähnte „globale Erwärmung“), der jedoch nicht linear ist. Daher ist in Abb. 2 ein polynomialer Trend eingezeichnet. Man erkennt, dass diese Erwärmung ungefähr um 1900 begonnen hat (genauer nach dem relativen Minimum des Jahres 1911). In einem nächsten Schritt ist eine 20-jährige Glättung (Gauß'scher Tiefpassfilter, Methodik siehe Schönwiese, 2013b) durchgeführt worden, um die in dieser Zeitreihe enthaltenen dekadischen Fluktuationen zu verdeutlichen (natürlich sind dabei auch andere Zeitreihenfilterungen möglich). Nun zeigt sich, dass sich die globale Erwärmung auf zwei Zeitintervalle konzentriert, nämlich 1911-1944 und nach 1976. Dazwischen ist eine Unterbrechung eingetreten, und zwar in Form einer leichten Abkühlung, in der Literatur inzwischen als „großer Hiatus“ bezeichnet (1947-1976; Trenberth, 2015). Besonders große Aufmerksamkeit hat jedoch die Verlangsamung der Erwärmung in der Zeit ca. 1998-2013 gefunden (sozusagen jüngster Hiatus), insbesondere in den Medien, wobei teilweise über das Ende der globalen Erwärmung spekuliert wurde (einschließlich der irrigen Behauptung, die Klimatologen würden über die Ursache rätseln). Wie man sowohl in Abb. 1 als auch Abb. 2 sieht, ist ganz im Gegenteil im Jahr 2015 ein markanter neuer Rekordwert der Globaltemperatur eingetreten.

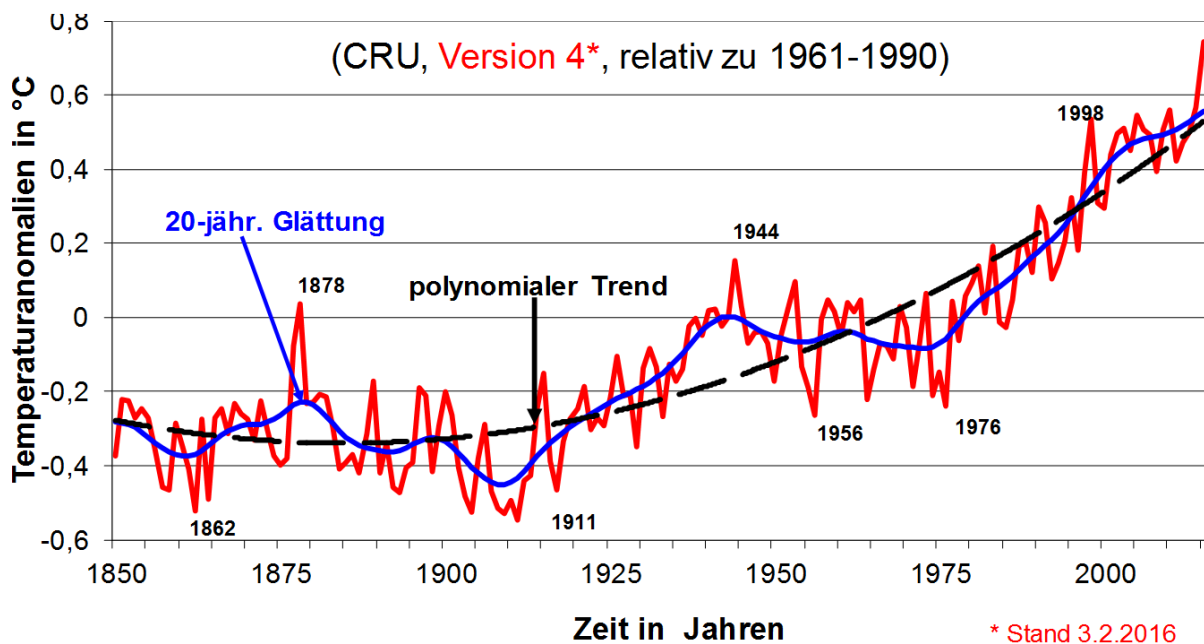


Abb. 2: Ähnlich wie Abb. 1, jedoch nur Datenquelle CRU und Erweiterung auf 1850-2015, zusätzlich polynomialer Trend und 20-jährige Glättung (entspr. Bearbeitung Schönwiese).

Neben dem Langfristtrend und den dekadischen Fluktuationen treten somit die Jahresanomalien in den Blickpunkt, seien es gegenüber dem Langfristtrend bzw. den dekadischen Fluktuationen markante Abweichungen nach oben, so der genannte Wärmerekord des Jahres 2015 und die relativen Maxima z.B. in den Jahren 1998, 1944 und 1878, oder seien es markante Abweichungen nach unten, so z.B. die relativ kühlen Jahre 1976, 1956, 1911 und 1862; vgl. jeweils Abb. 2. Bevor in die Ursachendiskussion eingetreten wird, sind in Tab. 1 (nächste Seite) die linearen Trends für die gesamte Zeitspanne ab 1880 sowie für ausgewählte Subintervalle zusammengestellt, verbunden mit einem Vergleich der verschiedenen Datenquellen (wie in Abb. 1). Nur am Rand sei vermerkt, dass in der Literatur, so auch beim

IPCC (2014), lineare Trends bevorzugt werden, obwohl nicht lineare oft angebrachter wären (allerdings mit dem Problem, welche Art von Nicht-Linearität dabei jeweils betrachtet werden soll und Problemen bei Vergleichen, falls dafür unterschiedliche Ansätze verwendet werden). Um die Vergleiche zu erleichtern, beruhen daher auch alle in Tab. 1 angegebenen Werte auf linearen Trendanalysen.

Das Intergovernmental Panel on Climate Change hat in seinem letzten Bericht (IPCC, 2014) den Trend der Globaltemperatur für 1880-2012 mit $+ 0,85 \text{ °C} \pm 0,2 \text{ °C}$ angegeben. Das entspricht dem Mittelwert, wie er sich aus den drei verfügbaren Datenquellen ergibt (Tab. 1), allerdings mit der wesentlich geringen Unschärfe von $\pm 0,02 \text{ °C}$. Inzwischen ist dieser Trend, einschließlich 2015, auf rund $+ 0,9 \text{ °C}$ angewachsen ($0,88 - 0,93 \text{ °C}$). Für den jüngsten Hiatus (Jahre 1998-2013) ergeben sich je nach Datenquelle relativ geringe Erwärmungen von $0,09 - 0,15 \text{ °C}$. Allerdings müssen diese Werte zu Vergleichszwecken auf Trends pro Dekade (Jahrzehnt) umgerechnet werden (jeweils zweite Zeile in Tab. 1). Dann ist der Unterschied zum Zeitintervall 1880-2015 nur marginal (jeweils Größenordnung ca. $0,05 - 0,08 \text{ °C/D}$ mit D = Dekade). Dieser jüngste Hiatus verschwindet vollends, wenn das Zeitintervall 1998 - 2015 betrachtet wird. Der größte dekadische Erwärmungstrend ist offenbar in der Zeit seit 1976 aufgetreten (ca. $0,16 - 0,17 \text{ °C/D}$), also in der jüngsten der beiden oben genannten Zeitintervalle, auf die sich die globale Erwärmung bisher konzentriert hat. Für das frühere dieser Intervalle errechnet sich ca. $0,14 \text{ °C/D}$ (Datenquelle CRU; vgl. jeweils Tab. 1).

Zeitspanne	CRU	GISS	NOAA
1880 - 2012*	0,83 °C <i>0,063 °C/D</i>	0,87 °C <i>0,066 °C/D</i>	0,85 °C <i>0,064 °C/D</i>
1880 - 2015	0,88 °C <i>0,065 °C/D</i>	0,93 °C <i>0,068 °C/D</i>	0,91 °C <i>0,067 °C/D</i>
1998 - 2013	0,09 °C <i>0,054 °C/D</i>	0,15 °C <i>0,068 °C/D</i>	0,14 °C <i>0,080 °C/D</i>
1998 - 2015	0,18 °C <i>0,103 °C/D</i>	0,25 °C <i>0,138 °C/D</i>	0,25 °C <i>0,139 °C/D</i>
1976 - 2015	0,69 °C <i>0,172 °C/D</i>	0,68 °C <i>0,171 °C/D</i>	0,65 °C <i>0,163 °C/D</i>

* IPCC (2014): $0,85 \pm 0,2 \text{ °C}$

1911 - 1944 (CRU): $0,14 \text{ °C/D}$ ($0,46 \text{ °C}$)

Tab. 1: Lineare Trends der Globaltemperatur für verschiedene Zeitintervalle, absolut und pro Dekade (D); Datenquellen wie in Abb. 1.

4. Ursachendiskussion

Eine wesentliche physikalische Grundlage jeglicher klimatologischen Ursachendiskussion und Modellierung sind die Strahlungsantriebe. Darunter versteht man die Änderung der Bilanz aus solarer Einstrahlung und terrestrischer Ausstrahlung in der Troposphäre (unterste atmosphärische Schicht, in der Standardatmosphäre bis 11 m Höhe) bzw. an der Tropopause (Obergrenze dieser Schicht), wie sie durch verschiedenen Prozesse zustande kommt. Einer dieser Prozesse ist die anthropogene Emission von klimawirksamen Spurengasen (CO_2 , CH_4 , N_2O , FCKW usw.), die bekanntlich die atmosphärischen Konzentrationen diese Gase erhöht (im Fall von CO_2 von vorindustriell ca. 280 ppm auf heute rund 400 ppm). Ebenfalls bekanntlich kommt es dadurch zu einem zusätzlichen anthropogenen Treibhauseffekt, also

einer bodennahen Erwärmung, so dass dieser Strahlungsantrieb positiv ist. Nach IPCC-Angaben (2014) ergibt sich für die dort genannte Zeitspanne 1750-2011 ein Wert von rund $+3,3 \text{ Wm}^{-2}$ (mit einem CO_2 -Anteil von 57,4 %, falls man auch die Oxidation von CO mit einrechnet).

Die ebenfalls anthropogene direkte bzw. indirekte Emission von Aerosolen führt dagegen zu einem negativen Strahlungsantrieb, der sich aus einem direkten und indirekten Wert (aufgrund der Änderung der optischen Eigenschaften der Wolken) zusammensetzt und hauptsächlich auf Sulfat- und Nitratpartikel zurückgeht. Der daraus resultierende Wert des Strahlungsantriebs ist quantitativ wesentlich unsicherer als der Strahlungsantrieb der sog. Treibhausgase (u.a. weil noch weitere Substanzen hinzukommen und z.B. der Anteil durch „black carbon“ einen positiven Antrieb bewirkt). Er lässt sich jedoch in einer Größenordnung von summarisch -1 Wm^{-2} abschätzen. Damit reduziert sich der gesamte anthropogene Strahlungsantrieb im Industriezeitalter auf rund $+2,3 \text{ Wm}^{-2}$ (IPCC, 2014).

Es darf dabei aber nicht übersehen werden, dass es nach wie vor auch natürliche Einflüsse auf das Klima gibt. Einer dieser Einflüsse beruht auf der (fluktuierenden) Sonnenaktivität, für die das IPCC aber nur $0,05 (\pm 0,05) \text{ Wm}^{-2}$ angibt. Im Gegensatz zur vorindustriellen Zeit spielt die Sonnenaktivität somit derzeit praktisch keine Rolle, was im Übrigen auch am Verhalten der stratosphärischen Temperatur erkennbar ist: Parallel zur bodennahen Zunahme hat sie seit 1968 (nur seit dieser Zeit ist sie global systematisch erfasst worden) abgenommen, wie es die Physik des Treibhauseffektes erwarten lässt. Würde die Sonnenaktivität als Einflussfaktor dominieren, müssten die Langfristtrends der unteren und oberen Atmosphäre gleichsinnig verlaufen. Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Sonnenaktivität im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr abgenommen hat und somit nicht nur die langfristige bodennahe Erwärmung, sondern auch die Temperaturanomalie des Jahres 2015 keinesfalls etwas mit der Sonnenaktivität zu tun haben kann.

Anders ist es beim explosiven Vulkanismus, der – wie der Name sagt – explosionsartig Gase und Partikel bis in die Stratosphäre (ca. 10 - 50 km Höhe) hinauf schleudert (in extremen Fällen sogar noch höher). Besonders klimawirksam sind dabei stratosphärische Sulfatpartikelschichten, die sich durch Gas-Partikel-Umwandlungen aus schwefelhaltigen Gasen im Verlauf von einigen Monaten bilden und eine Verweilzeit von ca. 2-3 Jahren haben. Sie streuen verstärkt die Sonneneinstrahlung, so dass die Transmission in die untere Atmosphäre abnimmt, was dort zu Abkühlungseffekten und somit zu einem negativen Strahlungsantrieb führt. Wegen der genannten gegenüber den „Treibhausgasen“ wesentlich kürzeren atmosphärischen Verweilzeit des vulkanogenen Aerosols handelt es sich um episodische Effekte, die mitunter erst ein Jahr nach der betreffenden Vulkaneruption maximal sind und danach rasch abklingen. Sie können aber kurzzeitig relativ große Strahlungsantriebe bewirken und somit die globale Erwärmung wirksam unterbrechen. Beispielsweise wird dem Pinatubo-Vulkanausbruch des Jahres 1991 ein Strahlungsantrieb von $2,4 \text{ Wm}^{-2}$ zugeordnet, 1992 sogar $3,2 \text{ Wm}^{-2}$ (1993 nur noch unter 1 Wm^{-2} und danach rasch weiter abklingend; McCormick, 1995).

Ein weiterer Einfluss, der gerade in jüngerer Zeit verstärkt diskutiert wird, ist der ENSO-Mechanismus. Dabei bedeutet EN El Niño, eine episodische Erwärmung der tropischen Ozeane, insbesondere des tropischen Ostpazifiks vor den Küsten vor Peru und Ecuador, die aber sehr weit auf den Ozean hinausreicht, somit große Flächen einnimmt und daher deutlich in der Globaltemperatur „durchschlägt“. SO bedeutet Südliche Oszillation, eine Luftdruckschwankung der Südhemisphäre, die mit EN hoch korreliert ist, so dass ENSO insgesamt ein atmosphärisch-ozeanischer Wechselwirkungsvorgang ist. Im Gegensatz zu EN, den sog. ozeanischen Warmwasserereignissen, gibt es auch das Gegenstück La Niña (LN), die

Kaltwasserereignisse (relativ kalter tropischer Ostpazifik). Da diesem Vorgang kein Strahlungsantrieb zugeordnet werden kann, ist die physikalische Modellierung im Kontext der sog. externen Einflüsse auf das Klimasystem, die sich über Strahlungsantriebe definieren lassen, problematisch und daher früher meist unterblieben (jedoch nicht bei speziellen separaten ENSO-Modellierungen).

5. Modellierung

Bei der Modellierung der klimatologischen Ursache-Wirkung-Prozesse gibt es physikalische und statistische Methoden. Dabei dominieren physikalische Methoden, die in ihrer aufwändigsten Ausprägung gekoppelte atmosphärisch-ozeanische Zirkulationsmodelle sind. Das heißt, ausgehend von den Strahlungsantrieben werden mit Hilfe physikalischer Gleichungssysteme in möglichst guter räumlicher (dreidimensionale Gitterpunktsysteme) und zeitlicher Auflösung die Bewegungsvorgänge (Zirkulation) simuliert, die ihrerseits bestimmte Effekte bei den Klimagrößen (z.B. Temperatur) bewirken (IPCC, 2014). Hinsichtlich der anthropogenen Klimabeeinflussung im Industriezeitalter werden u.a. Klimamodell-Vergleichsprojekte (Climate Model Intercomparison Projects, CMIP) durchgeführt, möglichst unter Beteiligung aller Institutionen weltweit, die solche aufwändigen Modelle betreiben.

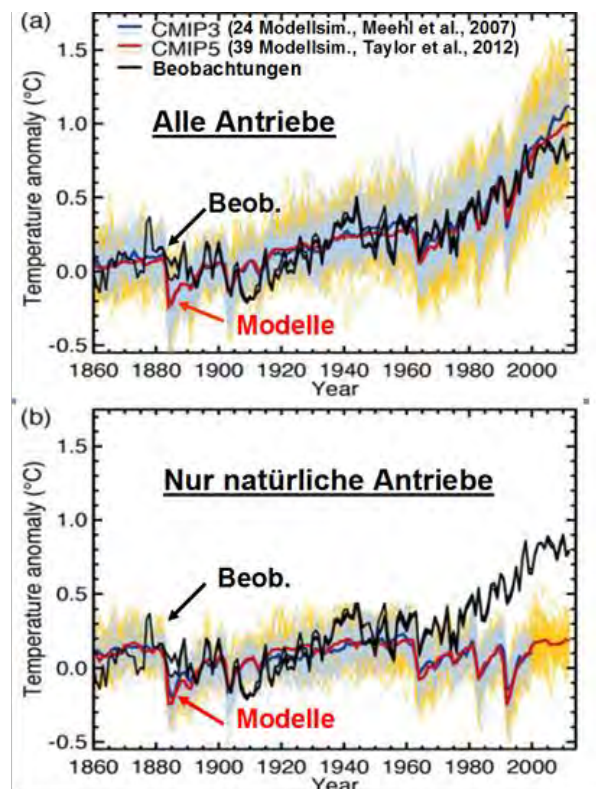


Abb. 3: Klimamodellsimulationen der Globaltemperatur-Anomalien 1860-2011 (relativ zu 1880-1919) im Vergleich mit den Beobachtungsdaten. Die Modellergebnisse stammen von den Klimamodell-Vergleichsprojekten CMIP3 und CMIP5, vgl. Text. Insbesondere die Erwärmung seit ca. 1970 ist nur erklärbar, wenn nicht wie unten nur natürliche Antriebe, sondern auch anthropogene berücksichtigt werden (IPCC, 2014).

Die derzeit jüngsten derartigen Modellergebnisse (CMIP5, 39 Modellrechnungen; Taylor et al., 2012) sind in Abb. 3 (nach IPCC, 2014) für die Zeit 1860-2012 zu sehen, und zwar in Form des mittleren Modellergebnisses (rote Linie) und der Bandbreite dieser Modellergebnisse (gelb unterlegt). Je nachdem, wie bestimmte Teilaspekte, z.B. die Bewölkung, behandelt werden und je nachdem, wie infolgedessen die Rückkopplungseffekte ausfallen,

liefern solche Modelle nämlich im Einzelnen unterschiedliche Ergebnisse. In der gleichen Abbildung sind auch noch die CMIP3-Ergebnisse (24 Modellrechnungen; Meehl et al., 2007) angegeben (blau unterlegt, wegen der geringeren Anzahl der Modellrechnungen geringere Bandbreite der Einzelergebnisse). Das IPCC (2014) sieht es als besonders wichtiges Teilergebnis der Klimaforschung an, dass bei solchen Modellsimulationen insbesondere der Temperaturanstieg der letzten Jahrzehnte nicht erklärt werden kann, wenn nur natürliche Einflüsse (insbesondere solar und vulkanisch) berücksichtigt werden (Abb. 3, unten), sondern nur, wenn anthropogene Einflüsse („Treibhausgase“ und Aerosole) hinzukommen (Abb. 3, oben). Somit muss der im globalen Mittel beobachtete langfristige Erwärmungstrend mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit (das IPCC gibt dafür > 95 % an) als anthropogen angesehen werden (übrigens zusammen mit dem ebenfalls langfristigen Abkühlungstrend der Stratosphäre).

Weniger befriedigend ist bei solchen Modellen die Reproduktion und somit das Verständnis der überlagerten relativ kurzfristigen Fluktuationen und Jahresanomalien. Doch helfen dabei statistische Methoden, insbesondere neuronale Netze (Brause, 1995, und zahlreiche weitere Grundlagenliteratur, vgl. auch Walter, 2001 und Schönwiese, 2013b) weiter. Da sie, wie die Korrelations- und Regressionsanalyse, nach Ähnlichkeitsprinzipien arbeiten (jedoch nicht-linear), besteht dabei einerseits der prinzipielle Nachteil, dass die Physik nicht berücksichtigt wird. Andererseits kann als Vorteil angesehen werden, dass ausschließlich Beobachtungsdaten im Blickpunkt stehen, wobei in einer Art Training die optimalen Beziehungen zwischen Einfluss- und Zielgrößen ermittelt werden und somit die tatsächlich beobachtete Zielgröße, hier wiederum die global gemittelte bodennahe Lufttemperatur (Globaltemperatur), möglichst weitgehend reproduziert wird (somit nach Maximierungsprinzipien der erklärten Varianz).

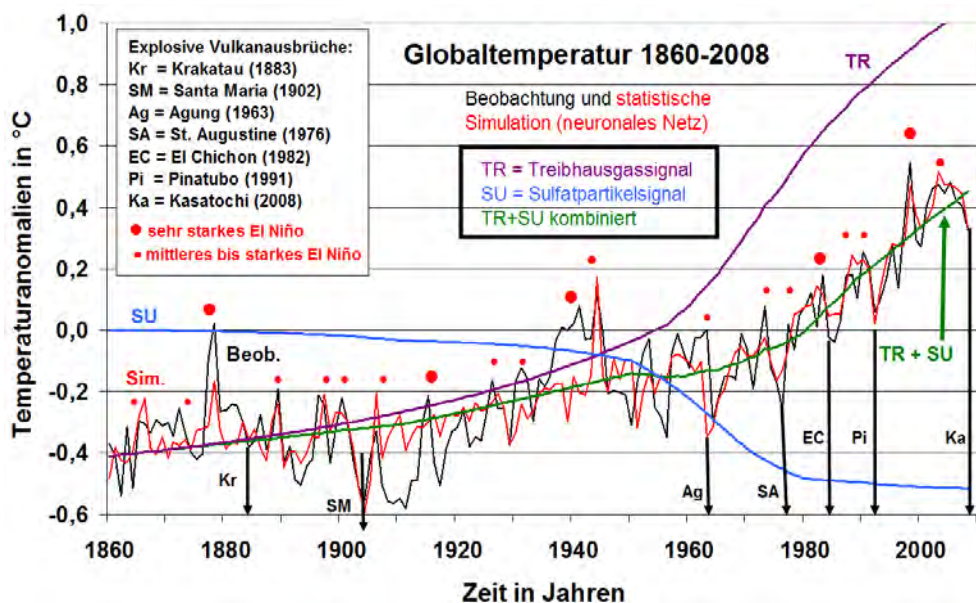


Abb. 4: Simulation der Globaltemperatur-Anomalien 1860-2008 (älterer CRU-Datensatz, schwarz) relativ zu 1961-1990, mit Hilfe eines neuronalen Netzes (rot). TR ist der Effekt (sog. Signal) der „Treibhausgase“, SU der Sulfataerosole und TR+SU ist die (nicht-lineare) Kombination von beidem. Einige vulkanisch bedingte Abkühlungen (schwarze Pfeile) und El-Niño-bedingte Erwärmungen (rote Punkte) sind deutlich zu erkennen (Schönwiese et al., 2010).

In Abb. 4 ist für die Zeit 1860-2008 eine solche neuronale Netz-Simulation wiedergegeben (Backpropagation), wiederum im Vergleich mit den Beobachtungsdaten (allerdings ältere CRU-Version, Schönwiese et al., 2010; aktuelle Neuberechnungen sind auf dem Weg). Als Einflussgrößen dienten die äquivalente CO₂-Konzentration (wobei die über CO₂ hinaus

gehenden Anteile der weiteren klimawirksamen Spurengase über deren Strahlungsantriebe in Zuschlagswerte umgerechnet sind), die Sulfataerosole, die Sonnenaktivität, der Vulkanismus und der ENSO-Mechanismus (der bei dieser statistischen Methodik, im Gegensatz zu den physikalisch basierten Klimamodellen, einfach als zusätzliche Einflussgröße behandelt werden kann). Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass nun die Wirkung einzelner Einflussgrößen näherungsweise isoliert erfasst werden kann (die sog. Klimasignale). In Abb. 4 ist das die jeweils anthropogene Wirkung der „Treibhausgase“ (TR, Erwärmung) und der Sulfat-Aerosole (SU, Abkühlung). Die (nicht-lineare) Summe aus beidem ist der anthropogene Klimawandel, der offenbar weitgehend mit der Langfristentwicklung übereinstimmt, für diese Zeit bei ca. $+0,9\text{ °C}$ liegt und 61 % der beobachteten Varianz erklärt.

Die überlagerten Jahresanomalien lassen sich im Fall von Abkühlungen einigen explosiven Vulkanausbrüchen zuordnen (z.B. Pinatubo, 1991→1992), im Fall von Erwärmungen besonders ausgeprägten El-Niño-Ereignissen (z.B. 1998). Einschließlich der nur sehr gering wirksamen Sonnenaktivität beträgt die erklärte natürliche Varianz hier 27 % (somit insgesamt erklärte Varianz 88 % bzw. 12 % unerklärte Varianz, die bei näherer Analyse Zufallseigenschaften aufweist; Schönwiese et al., 2010). Der sog. große Hiatus (1947-1976) ist daher, und zwar noch deutlicher als bei den physikalischen Modellrechnungen, dem anthropogenen Aerosol-Einfluss zuzuordnen.

Inzwischen konnte auch mit physikalisch basierten Klimamodellen insbesondere der neue Hiatus 1998-2013 gut erklärt werden, falls wie bei den neuronalen Netzen der ENSO-Mechanismus als zusätzliche Einflussgröße behandelt wird, siehe Abb. 5 nach Kosaka und Xie (2013). Ohne diese Berücksichtigung hätte aus Modellsicht statt dieses jüngsten Hiatus eine stärkere Erwärmung stattfinden sollen, als sie tatsächlich beobachtet worden ist. Genauer gesagt lässt sich dieser jüngste Hiatus also über das Ausbleiben von EN (El Niño) und stattdessen eine Häufung von LN (La Niña) erklären. In der Klimadiskussion taucht außerdem noch die Vermutung auf, dass der Ozean in dieser Zeit verstärkt Wärme aufgenommen hat, aufkosten der Atmosphäre (DMG, 2015).

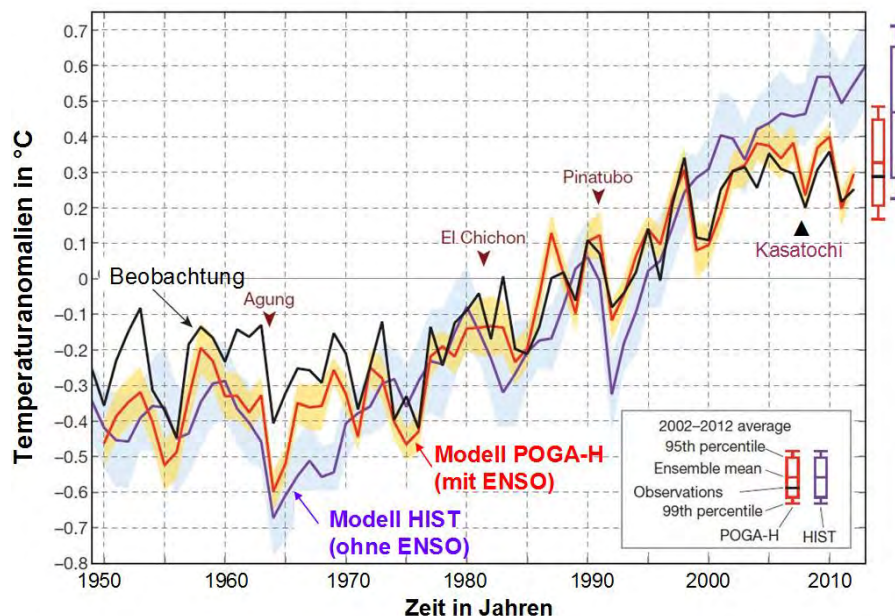


Abb. 5: Simulation der Globaltemperatur-Anomalien 1949-2012 ohne (lila) und mit (rot) Berücksichtigung des ENSO-Mechanismus (El Niño / Südl. Oszillation) nach Kosaka und Xie (2013). Man erkennt, dass in jüngster Zeit die Beobachtung (schwarz) mit ENSO-Berücksichtigung wesentlich besser approximiert wird als ohne.

Auch die Weltmeteorologische Organisation (WMO, 2015) hat jüngst auf diesen ENSO-Einfluss hingewiesen, indem sie die Temperaturanomalien (ebenfalls bodennah und global gemittelt, in diesem Fall auch gemittelt hinsichtlich der drei in Abb. 1 verwendeten Datenquellen) seit 1950 nicht nur dargestellt, sondern dabei auch die EN- und LN-Jahre (d.h. El Niño bzw. La Niña) farblich gekennzeichnet hat, siehe Abb. 6 (nächste Seite). Dabei ist nun auch das jüngste sehr starke El-Niño-Ereignis des Jahres 2015 berücksichtigt, das zu dem in diesem Jahr beobachteten sehr markanten Wärmerekord sicherlich wesentlich beigetragen hat. Markiert man zusätzlich noch die Jahre, in denen größere explosive Vulkanausbrüche stattgefunden haben, so lässt sich auf diese Weise auch auf deren Abkühlungswirkung hinweisen. Der sog. große Hiatus (bis 1976) zeigt sich auch hier, jedoch nicht mehr der jüngste (ab 1998), statt dessen eine markante globale Erwärmung bis in die neueste Zeit (2015; genauer die zweite Phase der globalen Erwärmung, wie im Zusammenhang mit Abb. 1 und 2 sowie Tab. 1 und der zugehörigen Variabilitätsanalyse bereits erläutert).

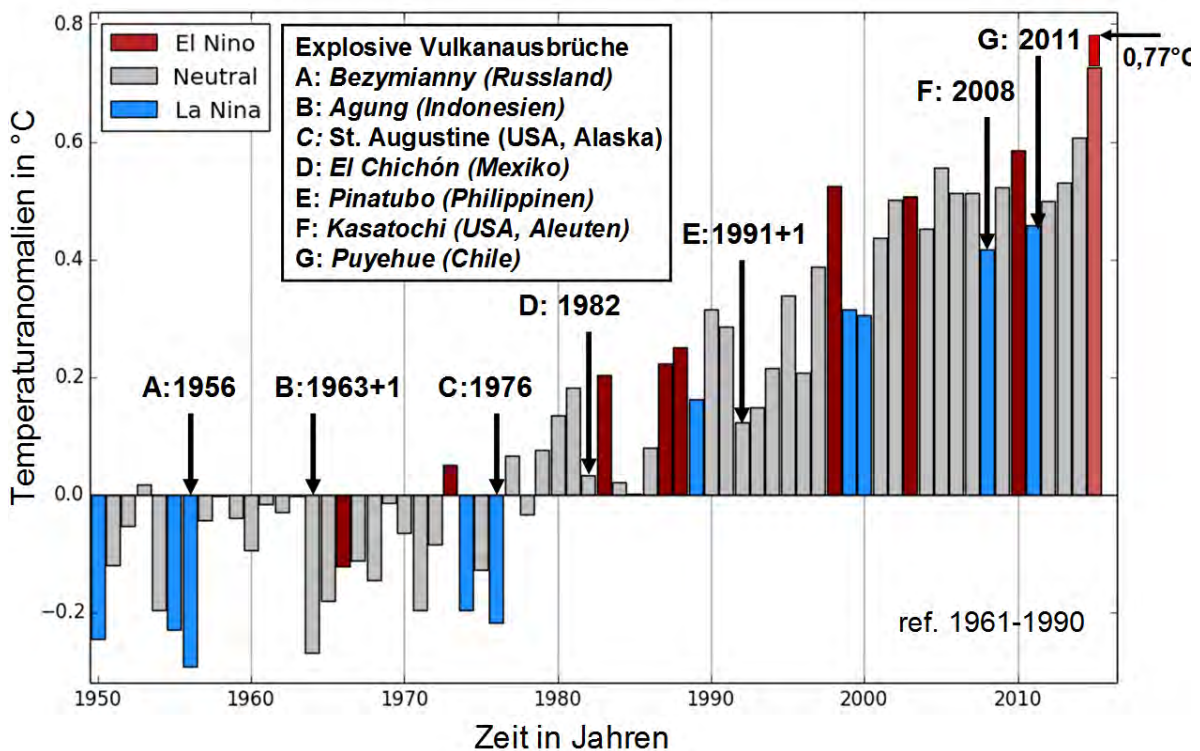


Abb. 6: Globaltemperatur-Anomalien 1950-2015 (relativ zu 1961-1990, Mittelung der Daten CRU4, GISS und NOAA; vgl. Abb. 1) und Markierung der Jahre mit El-Niño- (rot) und La-Niña- (blau) Ereignissen (WMO, 2015, aktualisiert und ergänzt). Offenbar hat nach 1976 eine markante Erwärmung stattgefunden, die mittlerweile einen Hiatus nicht mehr erkennen lässt.

6. Schlussfolgerungen

Das Industriezeitalter ist klimatologisch durch einen relativ langfristigen Anstieg der bodennahen Lufttemperatur gekennzeichnet, der im globalen Mittel (Landgebiete und Ozeane) 1880-2015 rund 0,9 °C beträgt. Jedoch ist dieser Anstieg nicht gleichmäßig verlaufen, sondern war auf die Zeitintervalle 1911-1944 und nach 1976 konzentriert. Dabei ist der langfristige Anstieg weitgehend auf die anthropogene Emission und daher atmosphärische Konzentrationszunahme von klimawirksamen Spurengasen („Treibhaus-gasen“) zurückzuführen, die leichte Abkühlung ca. 1947-1976 (sog. großer Hiatus) auf die vorübergehende Dominanz der ebenfalls anthropogenen Aerosolbildung (insbesondere

Sulfatpartikel). Die verringerte Erwärmung ca. 1998-2013 (jüngster Hiatus) ist ozeanisch bedingt, nämlich durch seltenere bzw. schwächere El-Niño-Ereignisse zugunsten von häufigeren und wirksameren La-Niña-Ereignissen (relativ kalter tropischer Ostpazifik). Dieser Hiatus ist aber mittlerweile kaum mehr erkennbar. Bei den Jahresanomalien spielen im Fall von relativ warmen Jahren ebenfalls El-Niño-Ereignisse eine wesentliche Rolle, bei relativ kalten Jahren eher explosive Vulkanausbrüche. Die Sonnenaktivität war zumindest in den letzten Jahrzehnten ohne erkennbare klimatologische Bedeutung. Da der anthropogene Anteil des Klimawandels offenbar andauert, resultieren aus diesen Erkenntnissen über die Klimavergangenheit erhebliche Probleme für die Klimazukunft und folglich für die Menschheit, die davon betroffen sein wird (IPCC, 2014; Schönwiese, 2013a).

Anhang: Wie realistisch ist die klimapolitische 2-Grad-Grenze?

In der aktuellen klimapolitischen Diskussion spielt die sog. 2-Grad-Grenze eine hervorgehobene Rolle, so bei den Vertragsstaatenkonferenzen (engl. Conference of Parties, COP) zur UN-Klimarahmenkonvention (1992). In dieser Konvention war kurz gesagt das Ziel vereinbart worden, die „Treibhausgasemissionen auf einem ungefährlichen Niveau zu stabilisieren“, allerdings ohne dabei quantitative Aussagen dazu zu machen, ab welchem Ausmaß des Klimawandels bzw. seiner menschlichen Beeinflussung (durch Treibhausgasemissionen) eine gefährliche Situation eintreten könnte. Wie Schellnhuber (2015) ausführlich berichtet, hat er in Orientierung an den Klimawandel der letzten Jahrhunderte (beispielsweise war es in der Eem-Warmzeit mit Höhepunkt vor ca. 125 000 Jahren im globalen und langzeitlichen Mittel ungefähr 1,5 °C wärmer als heute) bereits ab 1993 die Vorstellung entwickelt, dass ein Anstieg der Globaltemperatur um mehr als 2 °C über das vorindustrielle Niveau hinaus als gefährlich angesehen werden sollte. Über den Wissenschaftlichen Beirat Globale Umweltveränderungen (WBGU) der Bundesregierung hat er diese Vorstellung in die klimapolitische Diskussion getragen, so dass sie bald in der EU und sogar schon bei COP1 (Berlin, 1995) Beachtung gefunden hat. Dann hat es allerdings bis 2009 (COP15, Kopenhagen) gedauert, bis bei diesen Konferenzen die 2-Grad-Grenze wieder explizit erwähnt worden ist. Nun, nach einigen Zwischenschritten, ist diese Grenze seit 2015 (COP21, Paris) definitiv im Vertragstext verankert, wobei COP21 sogar möglichst nur 1,5 °C realisiert sehen möchte. Aus dem vorliegenden Beitrag ist ersichtlich, dass eine Erwärmung von rund 0,9 °C bereits eingetreten ist.

Beim Blick in die Zukunft ist jedoch zwischen der transienten und der Gleichgewichtsreaktion des Klimas, hier der Globaltemperatur, zu unterscheiden. Transient bedeutet bis zu einem bestimmten Zeitpunkt, z.B. jetzt, während sich erst im Gleichgewicht (sofern es überhaupt erreicht, d.h. nicht ständig weiter hinausgezögert wird) alle Komponenten des Klimasystems, insbesondere Atmosphäre und Ozean, auf die jeweilige Störung, hier die anthropogene Erhöhung der atmosphärischen Treibhausgas-Konzentrationen, eingestellt haben. Dazu benötigt das System eine gewisse Zeit.

Man kann nun versuchen, abzuschätzen, welche anthropogene Temperaturreaktion im Klimasystem aufgrund der bisherigen Störung, sprich Treibhausgas-Emissionen, schon angelegt ist. Dabei hilft eine einfache Formel, wonach die Gleichgewichtsreaktion der Globaltemperatur proportional zum (bisherigen) Strahlungsantrieb ist. Der Proportionalitätsfaktor ist die sog. Klimasensitivität. Gemäß IPCC (2014) liegt die Gleichgewichtsreaktion der Globaltemperatur auf eine CO₂-Konzentrationsverdoppelung gegenüber dem vorindustriellen Niveau (wofür i.a. ein Strahlungsantrieb von ~4,4 Wm⁻² angesetzt wird) zwischen 1,5 und 4,5 °C. Das entspricht einem Klimasensitivitätsparameter zwischen rund 1/3 und 1. Diese enorme Unsicherheit lässt sich jedoch empirisch eingrenzen, da sich paläoklimatologisch, nämlich aus dem Unterschied des Klimazustands der letzten Eiszeit (Tiefpunkt vor ca. 18000 Jahren) zu heute ein Parameterwert von etwa $\frac{3}{4}$ abschätzen

lässt (Kasang, 2016; Hansen et al., 2008). Mit dem bisherigen (Industriezeitalter) Treibhausgas-Strahlungsantrieb von ca. $3,3 \text{ Wm}^{-2}$ (vgl. oben, Abschnitt 4; IPCC, 2014) folgt daraus eine zu erwartende Gleichgewichtsreaktion der Globaltemperatur von rund $2,5 \text{ }^\circ\text{C}$, also deutlich oberhalb der klimapolitischen 2-Grad-Grenze. Und das würde auch nur dann gelten, wenn ab sofort keine Treibhausgas-Emissionen mehr stattfinden würden. Dafür aber lässt sich die Klimapolitik bekanntlich (selbst nach COP21) noch mehrere Jahrzehnte Zeit. So wird der Strahlungsantrieb und somit die irgendwann zu erwartende Gleichgewichtstemperatur immer weiter über die genannten $2,5 \text{ }^\circ\text{C}$ hinaus ansteigen.

Etwas entschärft wird die Situation nur dadurch, dass es im Industriezeitalter auch negative Strahlungsantriebe gegeben hat, nämlich durch anthropogene Aerosole und Vulkanausbrüche (vgl. wiederum Abschnitt 4). Die vulkanisch verursachten Abkühlungen treten jedoch immer nur sehr kurzzeitig auf und können daher die langfristige Erwärmung letztlich nicht aufhalten (vgl. insbesondere Abb. 4 und 6). Der Aerosol-Strahlungsantrieb beinhaltet im Gegensatz zu den Treibhausgasen kaum eine Zeitverzögerung und hat bisher die Erwärmung nur um wenige Zehntel Grad verringert (vgl. Abb. 4, wonach es sogar ca. $0,5 \text{ }^\circ\text{C}$ gewesen sein könnten; physikalisch kommt man meist zu etwa $0,3 \text{ }^\circ\text{C}$, d.h. ohne Aerosolwirkung hätte die globale Erwärmung im Industriezeitalter hypothetisch bei grob geschätzt $1,2 \text{ }^\circ\text{C}$ statt $0,9 \text{ }^\circ\text{C}$ gelegen). Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang auch, dass das IPCC (2014) bei Erfassung aller relativ aufwändigen Klimamodellrechnungen und den Klimasensitivitätsabschätzungen (für den Fall einer CO_2 -Konzentrationsverdoppelung) im Mittel aller Modellergebnisse einen Unterschied zwischen der transienten und der Gleichgewichtsreaktion der Globaltemperatur von $1,4 \text{ }^\circ\text{C}$ ermittelt hat.

Fazit: Die klimapolitische Zielsetzung der 2-Grad-Grenze (oder gar der 1,5-Grad-Grenze) muss aus klimawissenschaftlicher Sicht als sehr unrealistisch angesehen werden. Realistischer ist es, sich im Rahmen der Klimaanpassung auf wesentlich höhere Werte einzustellen. Nach dem Climate Action Tracker (2015), einer konzertierten Aktion mehrerer Forschungseinrichtungen einschließlich des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung, waren es zur Zeit von COP21 (Nov. 2015) aufgrund der bis dahin ergriffenen Maßnahmen $3,3\text{-}3,9 \text{ }^\circ\text{C}$, aufgrund der damals geplanten Maßnahmen $2,4\text{-}2,7 \text{ }^\circ\text{C}$, aber auch nur transient bis zum Jahr 2100; denn in diesem Jahr wird der Klimawandel bzw. sein anthropogener Anteil nicht beendet sein, sondern je nach der dann eingetretenen Situation einem Gleichgewichtszustand zustreben, verbunden mit weiterer Erwärmung. Bei alledem gewinnen die Überlegungen zur Anpassung an den nicht mehr vermeidbaren Klimawandel enorm an Bedeutung, aber auch die Notwendigkeit, die geplanten Klimaschutzmaßnahmen so bald wie möglich und so effektiv wie möglich durchzuführen. (Näheres zu diesem Problemkreis siehe u.a. Schönwiese, 2016).

Literatur

- Brause, R. (1995): Neuronale Netze. Eine Einführung in die Neuroinformatik. Teubner, Stuttgart.
- Climate Action Tracker (2015): Effect of current pledges and policies on global temperature. <http://climateactiontracker.org/global.html> (Abruf 20.11.2015).
- CRU (Climatic Research Unit, 2016): Global temperature anomalies. <https://crudata.uea.ac.uk/cru/data/temperature/HadCRUT4-gl.dat>
- DMG (Deut. Meteorolog. Ges., Claußen, M. et al., 2015): Stellungnahme der Deutschen Meteorologischen Gesellschaft e.V. zum Klimawandel – 21-09-2015. Mitteilungen DMG, Heft 03/2015, S. 2-4.
- GISS (Goddard Institute for Space Studies, 2016): Global temperature anomalies. http://data.giss.nasa.gov/gistemp/tabledata_v3/GLB.Ts+dSST.txt

- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change, Stocker, T.F., et al., eds., 2014): Climate Change 2013. The Physical Science Basis (Working Group I Contribution, Fifth Assessment Report). Cambridge Univ. Press, Cambridge.
- Hansen, J.E. et al. (2008): Target atmospheric CO₂: Where should humanity aim? http://www.columbia.edu/~jeh1/2008/TargetCO2_20080407.pdf
- Kasang, D. (2016): Das Quartär. Hamburger Bildungsserver (Abruf 13.4.2016). <http://www.bildungsserver.hamburg.de/klimageschichte/2047086/das-quartaer/>
- Kosaka, Y., Xie, S.-P. (2013): Recent global-warming hiatus tied to equatorial Pacific surface cooling. *Nature* **501**, 403-407.
- McCormick, P.M., et al. (1995): Atmospheric effects of Mt. Pinatubo eruption. *Nature* **373**, 399-404.
- Meehl, G.A. et al. (2007): Global climate projections. In IPCC (Solomon, A. et al., eds.): Climate Change 2007. The Physical Science Basis (Working Group I Contribution, Fourth Assessment Report), pp. 747-846. Cambridge Univ. Press, Cambridge.
- NOAA (Nat. Oceanic and Atmospheric Administration, 2016): Global temperature anomalies. https://www.ncdc.noaa.gov/cag/time-series/global/globe/land_ocean/ytd/12/1880-2014.csv
- Schellnhuber, H.J. (2015): Selbstverbrennung. C. Bertelsmann, München.
- Schönwiese, C.-D. (2013a): Klimatologie. Ulmer (UTB), Stuttgart.
- Schönwiese, C.-D. (2013b): Praktische Statistik für Meteorologen und Geowissenschaftler. Borntraeger, Stuttgart.
- Schönwiese, C.-D. (2016): Die klimapolitische 2-Grad-Grenze – ein Selbstbetrug? http://www.uni-frankfurt.de/60300414/Sw_2Grad.pdf
- Schönwiese, C.-D. et al. (2010): Statistical assessment of anthropogenic and natural climate forcing. An update. *Meteorol. Z., N.F.*, **19**, 3-10.
- Taylor, K.E. et al. (2012): An overview of CMIP5 and the experiment design. *Bull. Am. Meteorol. Soc.* **93**, 485-498.
- Trenberth, K.E. (2015): Has there been a hiatus? *Science* **349**, 691-692.
- Walter, A. (2001): Zur Anwendung neuronaler Netze in der Klimatologie. Deut. Wetterdienst, Bericht Nr. 218, Offenbach a.M.
- WMO (World Meteorological Organization, 2015): 2015 likely to be warmest on record, 2011-2015 warmest five year period. Press Release No. 13 (25 Nov. 2015), Geneva.

Prof. Dr. Christian Schönwiese
 J.W. Goethe-Universität
 Institut für Atmosphäre und Umwelt
 Postfach 111932
 D-60054 Frankfurt a.M.

The 2°C climate policy goal: Chances & Challenges

Hermann Held, Depts of Geosciences and Economics, University of Hamburg

Abstract

At the Rio Earth Summit in 1992 the UN Framework on Climate Change was adopted. It aims at stabilizing atmospheric concentrations of greenhouse gases (GHGs) to avoid ‘dangerous anthropogenic interference with the climate system.’ Under this Convention, annual Conferences of the Parties (COPs) are convened in order to review the Convention’s implementation. At the COP held 2010 in Cancún, the so called ‘2° target’ was adopted, i.e. the goal to limit anthropogenically caused global warming to 2°C. At the COP held 2015 in Paris this goal was re-confirmed while simultaneously agreed upon greenhouse gas emission cuts would allow for significantly larger global warming. While doubts rise whether the 2° target is a realistic target in view of the comparably slow pace of climate policy, the bulk of climate economic publications based on the most orthodox economic axiomatics would recommend a significantly larger temperature rise indeed. Here we review the main arguments in favor and against the 2° target as a basis for climate policy and argue that the 2° target can be viewed as an excellent choice, given the presently rather fragile knowledge base in terms of the economics of global warming impacts, and rather low mitigation costs. However the interpretation of the target needs to be refurbished in order to ensure consistent forward-looking decision-making, a basic requirement of any economic policy advice. We find that a new decision-analytic criterion of ours would lead to similar recommendations than previous less consistent criteria in the limiting case of immediately implemented climate policy. Instead, for a delayed climate policy the recommendations would deviate. As a by-product, for the first time, our new criterion allows for determining the expected value of climate information. In case the numerical link from emissions to temperature rise were exactly known – through improved climate modelling and new observational data –, about 1/3 of mitigation costs could be saved.

The rationale of climate targets

The following article strives at linking the debates on possible paths of energy system transitions and mitigating global warming. It follows a presentation given at the DPG annual conference at Regensburg, 2016, and represents an updated version of a proceedings article after the Joint EPS-SIF International School on Energy 2014, Varenna, Italy¹. Inter alia it includes main findings of the latest IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) report as of 2014.

The IPCC’s goal is to summarize the present status of research on the causal link between greenhouse gas emissions and global warming, on impacts of global warming and on adaptation or mitigation measures. It is a unique instance in the history of science² that a

¹ H. Held, Climate targets and cost effective climate stabilization pathways in L. Cifarelli, F. Wagner (Eds.): *New Energy: Basic Concepts and Forefront Ideas*, Lecture Notes Joint EPS-SIF International School on Energy, Course 2, 17-23 July 2014, Villa Monastero, Varenna, Lake Como, European Physical Society, Società Italiana di Fisica, ISSN 2282-4928, ISBN 978-88-7438-094-7, 305-322 (2015).

² I hereby use ‘science’ in the generalized sense that includes any academic endeavor that comprises a cycle of observation, hypothesizing, theory building, theory/model-observational data intercomparison

whole research field organizes a process which every 5-7 years culminates in the release of a report stating not only the degree of academic consensus, but also dissent among scientists on a certain matter. This in turn represents a unique service to society who thereby gets access to the state of knowledge of an interdisciplinary research field in a balanced way and within relatively short time frame – as compared to the ‘trickle-down time’ it usually takes for the dissemination of fundamentally new academic insights.

One of the key statements in the abovementioned IPCC report reads: ‘Anthropogenic greenhouse gas emissions have increased since the pre-industrial era, driven largely by economic and population growth, and are now higher than ever. This has led to atmospheric concentrations of carbon dioxide, methane and nitrous oxide that are unprecedented in at least the last 800,000 years. Their effects, together with those of other anthropogenic drivers, have been detected throughout the climate system and are extremely likely to have been the dominant cause of the observed warming since the mid-20th century.’ [1]. For the remainder of this article, I assume the causal link from greenhouse gas emissions and the increase of global mean temperature as given in order to concentrate on the question how the global society could rationally respond to global warming. Nevertheless in the Section ‘Investment under Uncertainty’ I explicitly acknowledge that the magnitude of global warming induced by carbon dioxide emissions is subject to uncertainty that is on the same order of magnitude as the warming effect as such.³

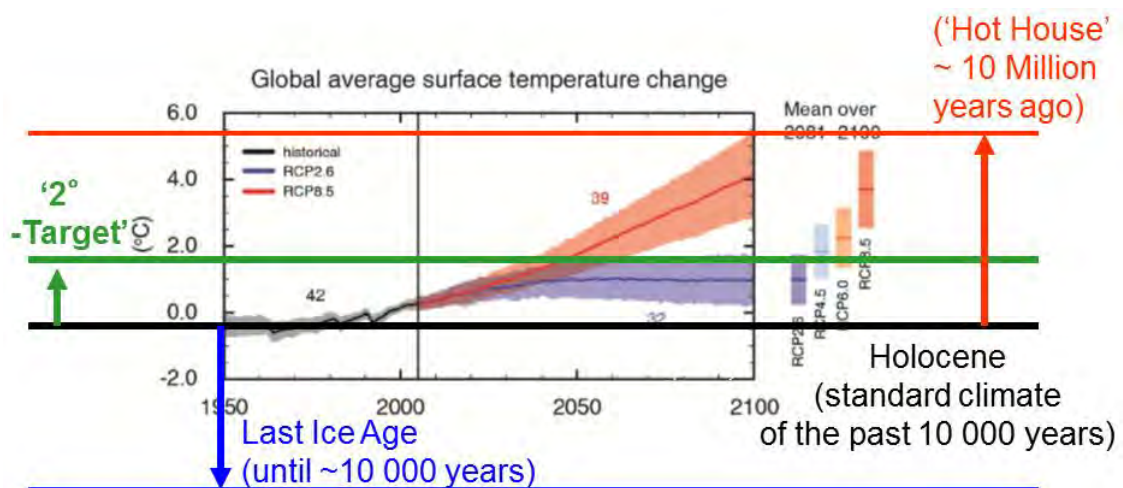


Figure 1: Operationalizing the precautionary principle for the global mean temperature (GMT) rise. The 2° target (which should more correctly be called ‘2° limit’) is closer to the Holocene (black line) rather than to the Holocene temperature elevated by the ‘natural GMT scale’, i.e. the difference between Holocene GMT and last ice age GMT (red line). That GMT was realized at least 10 million years ago for the last time [3]. Note that the latter is in fact in reach for this century for the high-end of emission scenarios

Given the phenomenon of anthropogenically caused global warming one may now ask: Should society take action in mitigating part of the anticipated future global warming? There are two traditions of thought that come with subsequent tools of analysis within climate

and thereby further stimulated observation. In particular, this comprises the natural sciences but also e.g. those parts of economics or social science that would subscribe to this cyclic paradigm.

³ hereby ‘uncertainty’ in the sense of ‘90%-quantile’

economics to tackle this question. The first rests on ‘positive knowledge’, i.e. the explicitly known consequences of global warming. The second working group of the IPCC [2] is mainly devoted to impacts of global warming that comprise inter alia changes in extreme weather event statistics, loss of ecosystems, or sea level rise. After having introduced key elements of economic reasoning below, I will briefly summarize some findings along this school of thought.

A second stream of argument rests on the notion that human action might drive the system into modes of operation the consequences of which would be hard to predict. This is an instance where some actors would find that the precautionary principle should be applied. (In fact, the EU commission has officially subscribed to the precautionary principle [4].) The latter would state that as the uncertainty coming with the outcome of an action is currently too large, we should avoid that action. The question then is: how would one operationalize the precautionary principle in the case of global warming? For major parts of the discussion, the academic construct of the ‘global mean temperature’ (GMT) serves as an indicator for the ‘state of the climate system’. This has scientific backing, as GMT change strongly correlates with impacts. On the other hand it serves as a politically useful simplification of the discussion when it comes to negotiating targets. So if we accept that GMT is a useful quantity to discuss climate policy, we would then ask: What could be a natural scale that would allow us to calibrate what is a ‘small’ or a ‘large’ deviation from the ‘natural state’? One scale that suggests itself is the GMT difference between the last ice age and the current pre-industrial ‘standard climate’, the Holocene that has prevailed for the last 10,000 years. This temperature difference is 5K [5]. One way to operationalize the precautionary principle would then be to request that GMT should be closer to the Holocene GMT than to a Holocene GMT elevated by 5K (see figure 1).

In fact the so called ‘2°target’ (which should rather be called ‘2° limit’ [6]) implies that the rise of GMT should be limited to 2°C as against pre-industrial values. It was supported by the German Advisory Council on Global Change (WBGU), then by the EU and finally on the global level by the Conference of the Parties [7]. There are three lines of argument that support the target. Firstly, it can be interpreted as a realization of the precautionary principle along the lines as indicated above.

Secondly, the 2° target does also recognize positive knowledge about climate damages, in particular about extreme event statistics ‘It is very likely that heat waves will occur more often and last longer, and that extreme precipitation events will become more intense and frequent in many regions.’ [1]

Thirdly, the 2° target is a political target in that it massively reduces complexity of the debate by channeling it into a single number. In that sense it also acts in analogy to a speed limit on motorways, without claiming any sort of phase transition in the natural system, when the 2° limit would have been transgressed. The latter point is extremely important to note in case it might have become clear one day that it will be impossible to comply with the target any longer, after mitigation has been postponed for further decades. If it indicated a phase transition, this might support the notion that then it would not matter any longer how much mitigation we still would implement – it was ‘too late’ anyhow and then we would switch back to a no-mitigation policy case. However, if the 2°-target was merely a semi-political target, still as much mitigation as possible might be regarded as desirable even if the limit was transgressed.

What would a 2° target imply in terms of necessary emission savings? During the past years climate scientists could identify the so called ‘emission budget’ or ‘carbon budget’, the time-integral of global carbon dioxide emissions until 2050 or 2100 as an approximate predictor of

maximum temperature if emissions more or less vanish thereafter. The physical reason lies in the fact that due to its heat capacity the global ocean acts as a low-pass filter with a time-scale of approximately 50 years (if one wanted to approximate global mean temperature response to carbon dioxide emissions) and a similar filtering scale in the carbon cycle. Accordingly 1000 GtCO₂⁴ could be emitted 2000-2049 [8] to be in compliance with the 2° target with a probability of 2/3. The concept of the carbon budget will be needed below.

Cost Benefit versus Cost Effectiveness Analysis

These two schools of thought have their counterparts within the economic community. Within environmental economics, the standard tool is cost benefit analysis (CBA). Costs of an environmental intervention (in our case: implementing a mitigation policy) are to be traded off against avoided (environmental) damages (in our case: damages minus some benefits from global warming). The archetypical analysis of this kind was undertaken by [9]. By definition the analysis involves positive knowledge on global warming impacts. Generically, results of this kind of analysis would recommend emission trajectories that would be at odds with complying with the 2° target (see e.g. [10]) – in the sense that they would regard higher emissions as ‘economically optimal’. This reveals that either both camps have opposing normative views or make use of different data sources.

CBAs of this kind have been criticized for various reasons (e.g. [11]). The arguments can be divided into the following three classes: (i) today it is rather impossible to draw on an approximate library of impacts of global warming on the natural system, (ii) for a significant fraction of these impacts no markets exist, hence non-market based evaluation methods would have to be applied. For most of such impacts, however, societal discussions rather than economic extrapolations would be in order, which have not yet been realized. (iii) CBA of the climate problem necessarily involves trading off costs of transforming the energy system over the next decades with avoided damages that would occur over the next 50-1000 years.⁵ But how to trade off the present against the future is presently an unsettled conceptual issue within climate economics.

$$\text{Max! } W := \int_{t_0}^{\infty} U(t)e^{-r(t-t_0)} dt \quad (1)$$

The latter appears conceptually especially salient, as standard macro-economic tools involve optimizing the linear time-average of *exponential* discounted utility (‘utility’ can be interpreted as the material basis for ‘happiness’). There is an ongoing debate on whether the discounting parameter r was a descriptive or normative parameter, the key arguments of which are already summarized in [12]. If it was to be interpreted as a descriptive parameter, it should be linked to the current interest rate. Accordingly some would then discount the future to the extent that the utility of the grandchildren’s generation would be worth in the order of percent of that of the present generation. That is why others would set r almost to zero [13] arguing that when applying Equation 1 to the climate problem, it represents a normative approach to shaping the future and r is to be politically negotiated accordingly. ‘Hyperbolic

⁴ Note that 1GtC corresponds to 44/12 GtCO₂ ≈ 4GtCO₂.

⁵Due to the twin-integrating effect from emissions to concentrations to warming the upper ocean, in combination with the existing pools of carbon and the heat capacity of the ocean, the climate system would likely respond to a climate policy only within the next 50 years.

discounting’ would allow combining a short-term high with a long-term decaying discount rate which seems to serve the value system of environmentalists. However one can show that only exponential discounting does deliver recommendations that are ‘time-consistent’⁶, an in my view indispensable property of any normative theory. Finally, in a recent development, others argue that the whole model represented by Eqn.1 was too narrow and the normative versus descriptive trade-off ill-posed [14]. However the latter implies deviating from linear intertemporal averages, hence are hard to interpret and require further investigations.

All of these conceptual challenges have led a fraction of climate economists to the conviction that for the time being a less ambitious approach is necessary (for some overview on this type of discussion see e.g. [11], [15], or [16]). Cost effectiveness analysis (CEA) (or, more precisely, ‘constrained welfare-optimization’) just asks for the economic loss of a certain environmental target without attempting to trade off that loss against future benefits, and hence without judging to what extent that target would be economically optimal in any sense. As in business-as-usual scenarios of climate change the energy sector would be responsible for most of the reasons for future global warming, a CEA of the 2° target simply addresses the question: What are the costs of transforming the energy system in line with the 2° target? In case the costs turn out to be ‘low’, society could take action from a macro-economic point of view: environmentalists could be satisfied because at least a minimum environmental standard would be implemented. Economists supportive of CBA might argue that the target was not economically optimal, but they could acknowledge that at least the economic loss was ‘acceptable’. In that sense, the 2° target would act as an ‘insurance premium’ to avoid uncertainty.

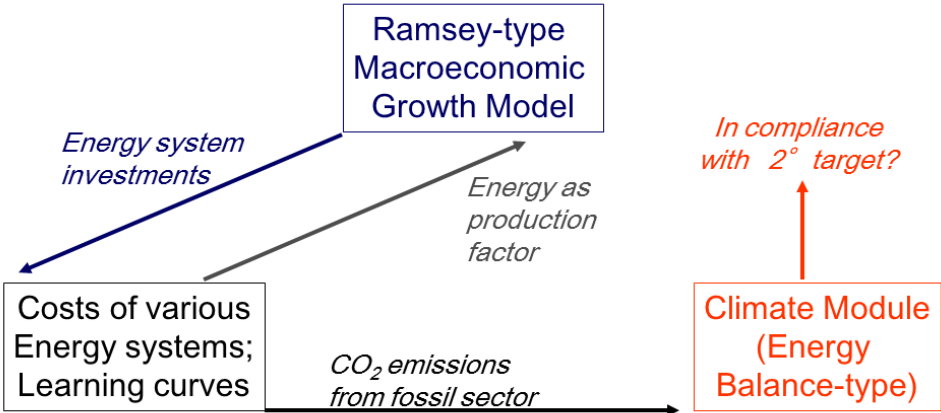


Figure 2: Scheme of integrated assessment models that execute a cost effectiveness analysis of temperature targets, such as the 2° target. In the model, an economic kernel would supply investments to various energy technologies and receives energy as an input for macro-economic production. Depending on the energy technology used, greenhouse gases will be produced that are handed over to the climate module. The latter would test whether the emission time series is compatible with the 2° target. If it violates the target, fewer investments into emitting technologies would be undertaken. In the end, investment time series are derived that optimize economic welfare under the constraint that 2° warming is not transgressed.

⁶ i.e. a decision-maker would stick to the once announced original plan, when having the chance to revise the plan later.

Thereby, CEA elegantly bypasses one currently unsolvable problem of CBA for the next years of decision-making: it does not need to express the totality of global warming impacts economically (because CEA does not account for damages at all). Moreover one could even argue that it also moderates a strong dependence of a welfare optimal policy on the pure rate of time preference r . In principle CEA suffers from the same formal dependence as CBA does, as also CEA utilizes to maximize welfare. However, it does so under the constraint that 2° shall not be transgressed. Numerically it will turn out that this implies that a transformation of the global energy system towards low-emission technologies would have to be started already now (see e.g. [17]) – thus, welfare changes are considered basically now and not only in a hundred years as in CBA. As a result, r does numerically not matter as much for CEA as it would for CBA.

Consequently, the key question is: Are the costs of the 2° target in fact so ‘small’ that a consensus on mitigation action could emerge within society? Integrated assessment modeling tries to address this question as outlined below:

Integrated Assessment Models for CEA of the Climate Problem

Models that represent sectors as remote in the academic system as economy, energy and climate and dynamically link them are called ‘Integrated Assessment Models’ (IAMs). In our case the three mentioned sectors are represented by individual modules.

Figure 2 depicts the coupling scheme of the economic, the energy and the climate module in an IAM of CEA of the climate problem for an assumed 2° target. Such a scheme would deliver the optimal investment time series, optimal in the sense that welfare would be optimized under the constraint that society complied with the 2° target. Without that constraint we would get a ‘business as usual’ (BAU) case that describes a fictitious world without a mitigation policy and without any climate damages. The welfare difference between the two scenarios can be re-interpreted as ‘mitigation costs’ – the costs to transform the energy system. Note that saved damages are not part of that equation, hence the net costs of the 2° target are smaller or even negative.

Often, an IAM does not operationalize the 2° -target but another climate target such as limiting the concentration of carbon dioxide in a way that it necessarily implies compliance with the 2° -target. When prescribing a concentration target one can save part the second half of the influence chain from emissions to concentration change to temperature change in the climate module and hence some computational effort. However thereby one complies with the temperature limit only in approximate terms or one reaches the welfare optimum only approximately, or both. To my impression, a CEA based on a well-chosen concentration target can lead to a good approximation of a CEA based on a temperature-target. However, to the best of my knowledge, no systematic investigation of the welfare loss induced by imposing an auxiliary concentration target has been performed yet.

$$\begin{aligned} \text{Max! } W &:= \int_{t_0}^{\infty} U(t) e^{-r(t-t_0)} dt & (2) \\ \text{subject to } & \forall_t T(t) < T^* \end{aligned}$$

In the following I describe *pars pro toto* for all CEAs the structure of the MIND model and its derivative, the ReMIND model, as they represent leading IAMs for a centennial time horizon for interrelated energy-climate research questions. That model suite has significantly contributed to the Stern report in 2007 as well as the IPCC report of 2014.

The macroeconomic kernel starts off with a production function. What is produced in any period is partly consumed and partly invested into capital, labor, or various energy technologies ('budget equation', a kind of conservation law: what is produced per period is exactly what is invested per period plus consumption per period). There is an incentive to invest because capital, labor, and energy are assumed to be 'production factors' (i.e. production monotonously increases as a function of any of the latter). Hence the social planner⁷ anticipates to produce more in the future and, accordingly, also plans to be in a position to consume more in the future if not all of today's production is consumed. The control variable's time series is made up by the time series of investment into various energy technologies. (Economists have a somewhat different lingo than physicists here: for them, a 'time series' is a 'path', hence they speak of a 'control path'.) 'Utility' is a monotonously increasing, concave function of consumption. Through the climate module a temperature constraint is superimposed (see equation 2). Thereby the optimization problem is defined.

The energy system module must resolve problems in connection with presently relatively cheap fossil fuels in the near future and, even earlier, more expensive low-carbon energy technologies. The ReMIND model resolves on the order of one hundred energy technologies. Technologies are assumed to have some potential for cost reduction. In fact so called 'learning curves' (more precisely 'experience curves') have been observed for most products, including energy technologies. The costs per unit of energy delivered in terms of electricity have fallen by orders of magnitude for photovoltaic and wind power (Junginger et al., 2008)[14]. Academia knows two extreme models to explain this phenomenon: 'exogenous' and 'endogenous' technological change.

The former hypothesis states that there is overall learning in the globalized market across all sectors and hence, also a particular energy technology would benefit from numerous technological improvements occurring across all sectors. If that was the case, a policy-maker could not directly influence the costs of that individual energy technology (say, wind power), except for stimulating world-wide spending on research and development of technology in general. In that sense, costs of wind power were primarily a function of time. Quite the contrary, the latter hypothesis ('endogenous technological change') assumes that costs are primarily a function of total installed capacity of wind power, i.e. the learning is primarily driven by the making of wind power plants and would not so much benefit from the overall progress in technology. As a consequence, the policy-maker could actively drive down the costs of wind power by investing into that very technology.

The ReMIND model described in more detail in [19] utilizes endogenous technological progress. It also employs so called 'grades' for renewable energy, a geographical effect on the cost structure. This implies that an optimizer would harvest the best locations for each renewable technology first and would then successively invest into the not so rewarding locations. From the grade effect, there results a cost-increasing effect as a function of total installed capacity that counteracts the learning curve effect. Which one dominates, depends on the technology and the continent considered.

It is obvious that the choice of the model on learning has consequences for the mitigation costs. The 2° target forces the social planner to rapidly invest into relatively new, low-carbon technologies. In a world with exogenous technological change their costs would fall only slowly during that investment horizon and would be large compared to the mature fossil sector. Accordingly, mitigation costs would be relatively high. Quite the contrary, in a world

⁷Economists' lingo for 'a maximally cooperative and forward-looking society' – it shows 'how good it could get'.

with endogenous technological change, those very investments would actively reduce the costs of low-carbon technologies, hence mitigation costs would be smaller. [20] argued that it was impossible to distinguish the two models econometrically. However, he assumed quasi-exponential time-dependencies in all variables. While there is still ongoing academic debate about the adequate mix of the two extreme models, my personal, subjective judgment is that the model of endogenous technological change is not too bad an approximation. This rests partly on the observation that the majority of climate economists prefer the endogenous rather than the exogenous model. Also, the costs of concentrated solar power closely followed the investments, the latter have not seen a break for more than a decade in the past. This discontinuity in costs cannot be explained by the exogenous model.

Investment in research and development is seen as a third predictor, whereby this investment channel, similar to above endogenous learning, would allow to actively accelerate cost reduction through investment.

The IPCC on Mitigation Costs

In the following I summarize key results from IPCC's working group III (that is on mitigation) that were published in 2014. Chapter 6 'Assessing Transformation Pathways' [17] of its latest assessment report assembled data from over 1000 new scenarios published since the previous IPCC assessment report in 2007. The data were collected from integrated modelling research groups, many from model intercomparison studies. This time, an elevated fraction of scenarios could be assessed that are approximately in-line with the 2°-target. In order to reduce complexity in reporting the properties of 1000 scenarios the IPCC categorized them according to the respective concentration of greenhouse gases, converted in 'carbon dioxide equivalents' in the year 2100. Those 'equivalents' acknowledge radiative forcings from all anthropogenic agents that are important for the radiative balance and lump them into a fictitious, yet equivalent forcing from carbon dioxide only. They include contributions in particular from all other greenhouse gases (such as methane), halogenated gases, tropospheric ozone, aerosols and albedo change.

The techno-economic properties of scenarios are reported along concentration categories, accordingly. Obviously, increases in greenhouse gas concentrations induce a larger probability of exceeding the 2° ceiling. Only the first of these categories (430-480 ppm-eq) can be interpreted as being in compliance with the 2°-target. It refers to the temperature effect in the year 2100, while the '2°-target' along its original definition imposes the stricter constraint of never transgressing 2°C. However one can show that both lead to similar restrictions on emissions as the temperature of 2°-oriented scenarios tends to peak around 2100. The diversity of modelling and underlying assumptions as well as the uncertainty ranges of calculating integrated measurements result in error bars of typically plus minus some 10%, in some cases of factors up to 1.5 ... 2.

From Figure 3 we read that a 2°-oriented mitigation policy would lead to a more or less complete decarbonization of the energy sector. What would be the economic consequences? Reaching 450ppm CO₂eq entails consumption losses [21] of 1.7% (1%-4%, 16th and 84th percentile of the scenario set) by 2030, 3.4% (2% to 6%) by 2050 and 4.8% (3%-11%) by 2100 relative to baseline (which grows between 300% to 900% over the course of the century). This is equivalent to a reduction in consumption growth over the 21st century by about 0.06 (0.04-0.14) percentage points a year (relative to annualized consumption growth that is between 1.6% and 3% per year).⁸

⁸ Cost estimates exclude benefits of mitigation (reduced impacts from climate change). They also exclude other benefits (e.g. improvements for local air quality).

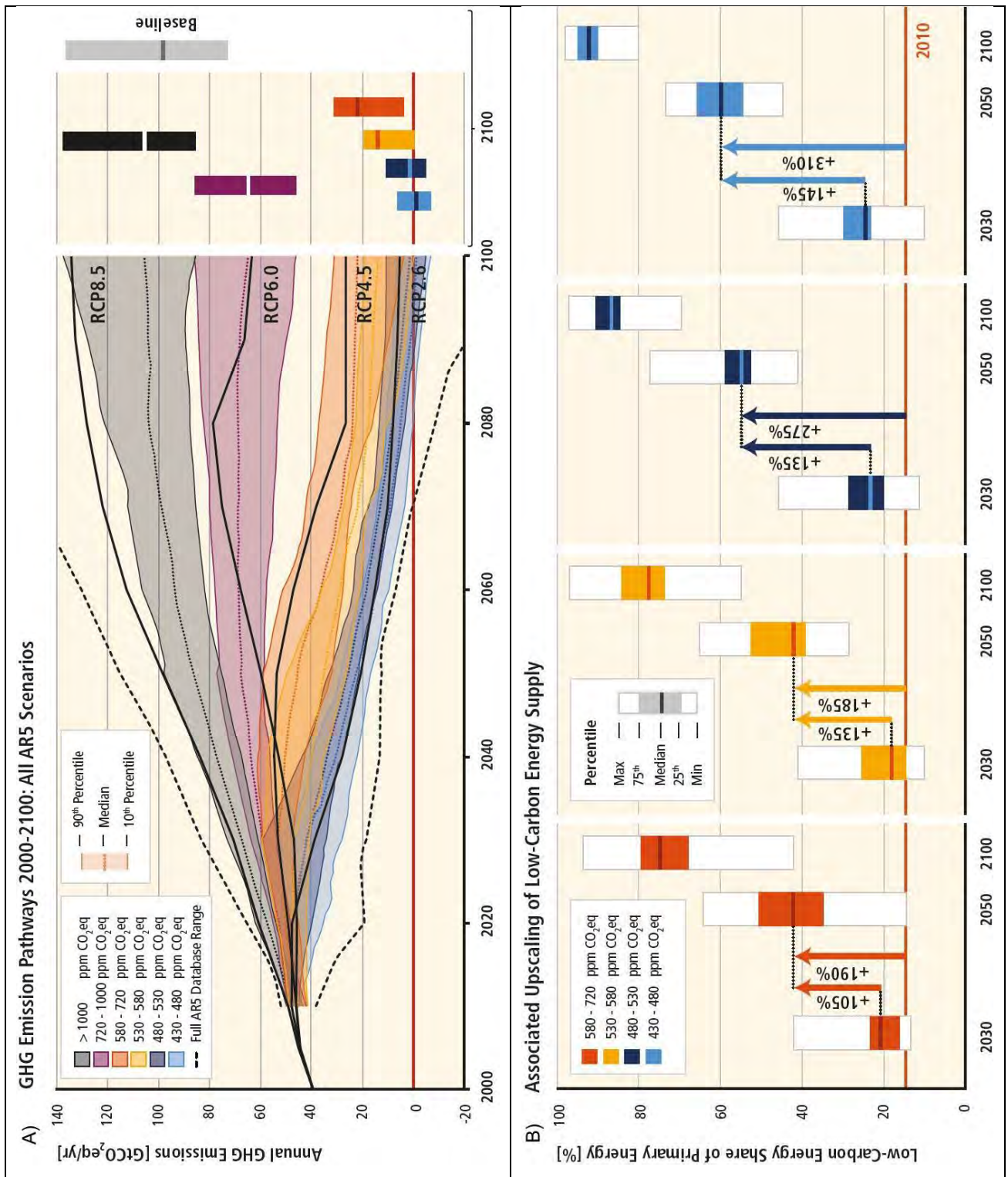
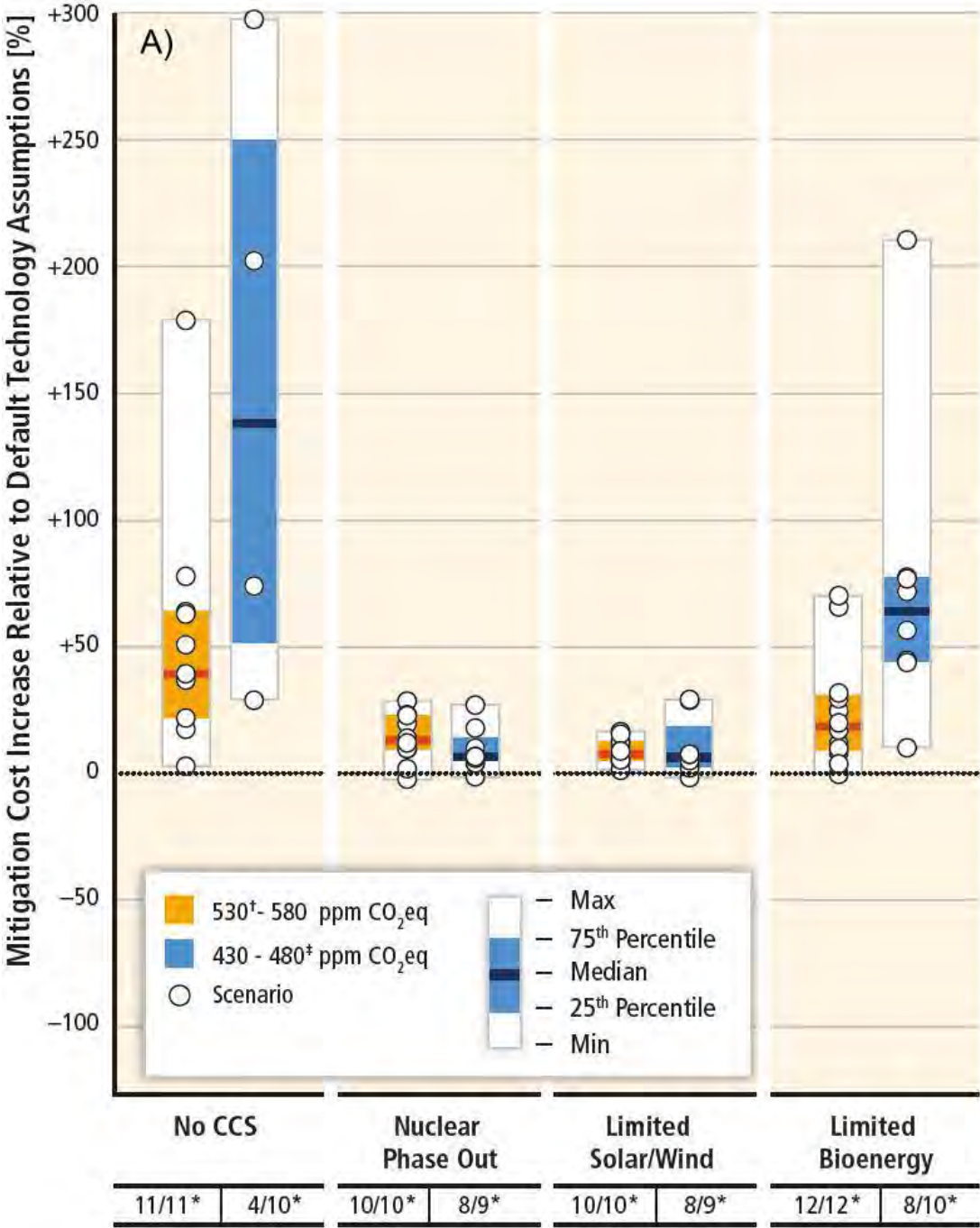


Figure 3: Low-carbon energy share of primary energy as a function of time and strictness of mitigation policy. For the 430-480 ppm CO₂-eq scenario class (that is approximately in-line with a 2° target) the energy sector is almost completely decarbonized in the course of this century. Compared to 2010, in 2050 the low-carbon energy share will have 4-folded (taken from [21], Fig. 4).

In that sense, the CEA has delivered a result upon which society could move forward in the sense that was discussed at the end of the CBA vs. CEA section. However, the academic debate on whether a society can easily afford such a kind of loss is still yet to come.

Society might wish to exclude some mitigation options for the one or other reason. Any such exclusion represents another constraint for the economic optimization, hence the thereby obtained optimum will be even more welfare sub-optimal than the climate target-constrained solution. As a result, additional costs will occur. It turns out that the additional costs for not allowing for carbon capture and storage (CCS) are in the order of 100%, while those for no addition of nuclear power plants beyond those under construction are an order of magnitude smaller, like for limiting solar/wind's contribution to electricity generation to 20%. In the following sense CCS is a unique mitigation technology: it is the only one that would



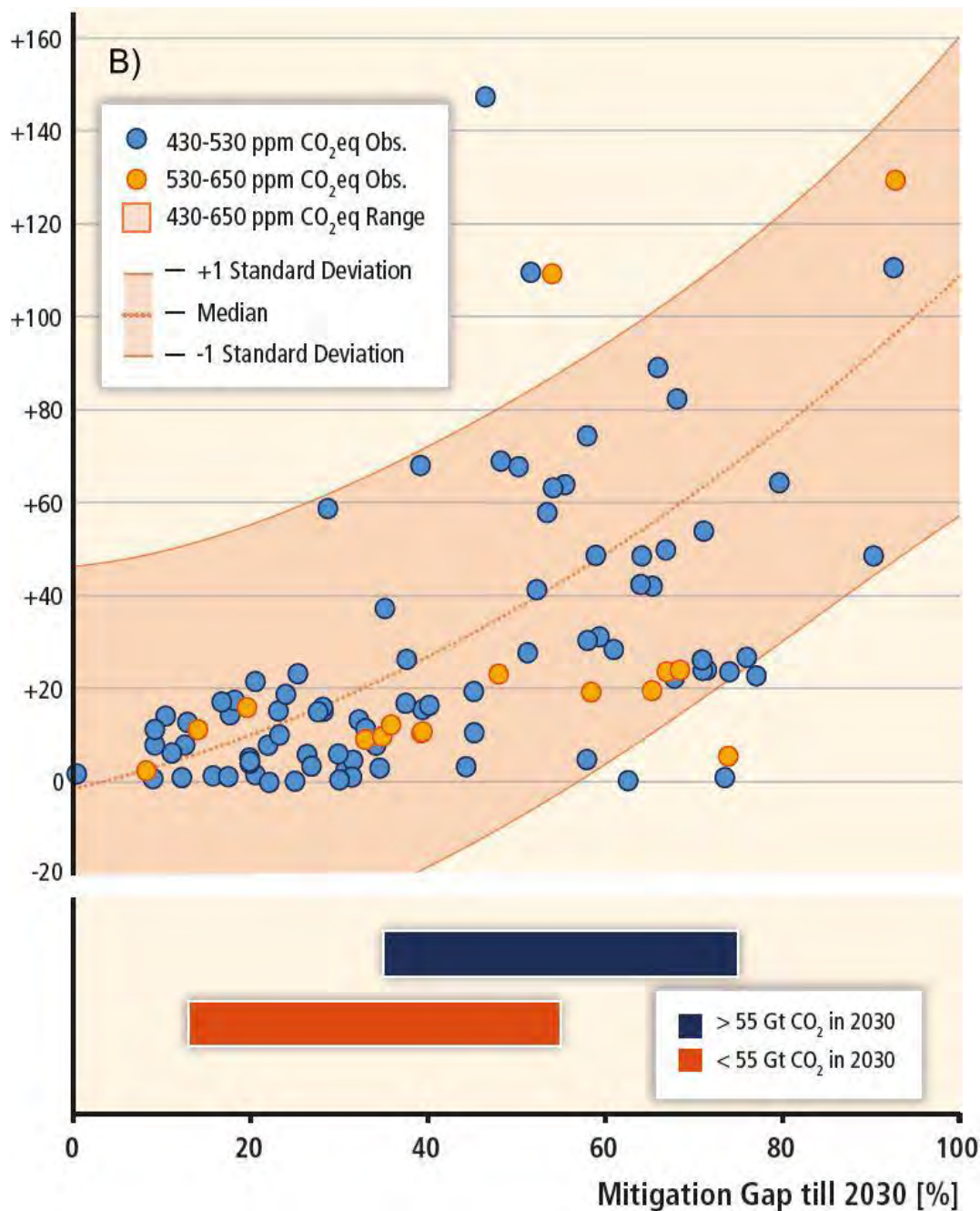


Figure 4: A): Relative increase of mitigation costs in net present value (2015–2100, discounted at 5% per year) from technology portfolio variations relative to a scenario with default technology assumptions. Scenario names on the horizontal axis indicate the technology variation relative to the default assumptions: No CCS = unavailability of CCS, Nuclear phase out = No addition of nuclear power plants beyond those under construction; existing plants operated until the end of their lifetime; Limited Solar/Wind = 20% limit on solar and wind electricity generation; Limited Bioenergy = maximum of 100 EJ/yr bioenergy supply. B) Mitigation cost increase versus Mitigation Gap till 2030 (both figures taken from [22], Figure 13).

allow for ‘negative emissions’ when combined with biomass conversion or other technologies that would allow for removing carbon dioxide from the atmosphere. This allows for overshooting the carbon budget in the first half of the century and compensating this overshoot by negative emissions in the second half of the century if sufficient secure geological storage volume is left to take up carbon dioxide from biomass conversion.

Investment under Uncertainty

The degree of uncertainty in the global warming impact function constitutes a key argument for preferring CEA over CBA. CEA formally bypasses the impact function. However, also other elements of the cause-effect-chain are uncertain, whereby only to such an extent that it seems adequate to formally represent the involved processes and acknowledge the accompanying uncertainties in formal terms as well. This refers to the link from emissions to temperature rise and the effects of investments on cost reduction.

One key system property that has attracted a lot of attention in the climate community is the so-called climate sensitivity (CS). CS is defined as the equilibrium GMT response to a doubling of the CO₂ concentration as against the pre-industrial value. CS also encapsulates more than 50% of the uncertainty about future transient GMT response to greenhouse gas emissions. At present, there is no way to give an upper limit for CS on the basis of climate science [1]. An intermediate value is assumed to be 3°C, and an at least 66% quantile 1.5°C-4.5°C. As one can show that the allowed time-cumulative amount E of CO₂ scales with the time-asymptotic GMT

$$E \propto 2^{T_{\infty}/CS} - 1 \quad (3)$$

[23], the total amount of CO₂ still allowed tends to zero, as CS to infinity. This in turn means that the asymptotic GMT unavoidably would transgress 2°C, if CS was only large enough. But then, maximum GMT would transgress 2°C all the more so, hence from this thought experiment we conclude: As long as no upper limit can be put on CS, we cannot formulate a mitigation policy that could comply with the 2° limit with certainty.

Instead [24] suggested a generalization of the 2° target that involves compliance with the 2° limit only in a probabilistic sense. Hence, now *two* normative parameters have to enter the analysis: the temperature limit and the probability of complying with it. When transferring this idea to CEA, one adds the notion of optimization to it, resulting in so-called ‘chance constrained programming’ (CCP – whereby ‘programming’ means ‘optimization’ [25]). CCP for the 2° target with a probability of compliance of 75% was implemented in the MIND model by [26]. Compared to a deterministic CEA version, investments into low-emission technologies would have been chosen decades earlier. In part this is a trivial effect, as running a deterministic CEA with mean values of uncertain quantities such as CS would roughly imply compliance with the 2° limit with a chance of only 1/2. When now asking for 75%, this would naturally trigger earlier investments into low-carbon technologies. However, as [26] show, this only partly explains the effect. It remains to be shown whether non-linear interactions of uncertainties in the climate and the technology module are co-responsible for this suggested massive acceleration of investments.

While this extension of CEA into the probabilistic domain was conceptually straightforward and seemed to be rather a book-keeping exercise (although requesting some degree of numerical innovation, as CCP is not delivered off-the-shelf by suppliers of the standard intertemporal optimization software package GAMS), CCP does not yet fully address society’s decision problem under uncertainty. One key aspect that CCP is lacking is anticipated future learning. CCP suggests ways how to internalize probabilistically formulated uncertainty in a CEA-based decision, but silently assumes that our state of knowledge will not significantly change while our decision process is ongoing. One might argue that this is not too bad of an assumption, given that our probabilistic estimate climate sensitivity has not significantly changed over the past 40 years. Hence for someone who is pessimistic about the prospects of future research on climate sensitivity, CCP might be a good decision-analytic

tool. However since we can actively accelerate learning about the climate system by doing more targeted climate research, in particular process-based cloud modelling (cloud feedbacks crucially determine climate sensitivity), this approximation delivers sub-optimal solutions for someone who is more optimistic on the research side. Hence, a further conceptual generalization in including anticipated future learning appears desirable.

However, as early as 1974, Blau [27] showed that strict environmental targets might be fundamentally at odds with anticipated future learning. [28] showed that this argument readily applies to CCP regarding the climate problem: If we anticipate that we might learn in future that CS is ‘very high’, we anticipate a future in which we cannot reach the politically set probability of compliance any longer – or only at the price of complete shutdown of emission right away. Schmidt et al. argue that there is no obvious way to include learning into CCP of the climate problem in a self-consistent manner. Instead they suggest an alternative to CCP: so called cost-risk analysis (CRA).

Like CCP, CRA contains two normative parameters. Like CCP and CEA, it requests defining a temperature limit. Unlike CCP, it asks for a linear trade-off parameter that weighs mitigation costs against the probability of overshooting. The latter could be interpreted as a very special case of a generalized damage function, and in that sense we would be back to some sort of CBA. But still, no true damages need to be formulated, and in that sense one could interpret CRA as the climate-problem adjusted hybrid out of CBA and CEA under uncertainty and anticipated future learning. The properties and consequences of this new decision analytic tool are at present subject to academic investigation⁹. [29] utilize a version of CRA that linearly penalizes a transgression of a temperature target. They argue it was the most conservative way to formulate a risk function that would still avoid any counter-intuitive ‘tipping’ towards a high-emission path, once a target has been missed. Then they suggest to calibrate the trade-off parameter between economic utility and climate risk such that without further anticipation of future learning about CS (a realistic assumption for the mental framing of the COP discussion process), 66% compliance with the 2° target is generated.

They apply this concept to the MIND model in its simplest form, distinguishing only a fossil and a renewable sector. They find: investment paths for CRA including anticipated future learning mimic those for CCP for the first half of this century. In addition, from [26] it follows that CEA can mimic CCP (up to a temporal accuracy of a decade) if the deterministic value of CS is properly chosen. The combination of both statements suggests that likely the existing 1000 IPCC-reported scenarios, mostly generated in the CEA framework, can be given a sane interpretation under CS uncertainty (hereby bravely extrapolating from the structurally much simpler MIND model): for the compliance level attached to any scenario they would tackle the extreme case of no future learning, hence their cost estimates represent upper limits while their control paths might be good approximations of the optimal paths for the next decades.

Can we obtain anything from CRA in addition to what we got from CEA? Only within CRA the question ‘what is the expected value of perfect climate information?’ (in the sense of perfect forecast in response to carbon dioxide emissions), given a temperature target, is a well-posed one. For the first time, that question can meaningfully be answered for the 2° target. Depending on the setting of normative parameters of the model, it could be up to hundreds of billions of Euro per year [29] which could be seen as an incentive to invest faster in improved climate observation and modelling systems. As a further, yet preliminary result

⁹ e.g. at KlimaCampus Hamburg.

we can state that CRA would lead to weaker mitigation efforts than CCP under a delayed climate policy [30].

Finally, does above development of a new decision-analytic tool like CRA imply in part a ‘rehabilitation’ of CBA from the perspective of the ‘CEA community’? I would say: yes. CBA can formally deal more easily with uncertainty and has even a very strong axiomatic basis: according to the von Neumann-Morgenstern axioms, under a given probability measure linking our actions to the consequences of those actions, a ‘rational decision-maker’ would optimize expected utility (or welfare), which means in the context of the climate problem nothing else than applying a probabilistic version of CBA (like done in a pioneering work in [9]). What would then be the effect of explicitly involving uncertainty in CBA compared to the simpler deterministic treatment? For now the effect ranges from being minuscule to a recommendation of complete shutdown of emissions right now [31] due to uncertainty. Thus, in fact, the recommendations of CBA for dealing with uncertainty appear even more unstable than the treatments of their deterministic counterparts. It remains a conceptual challenge to develop the adequate decision-analytic tool, given our present state of knowledge about the climate system. Future research needs to show to what extent CRA can serve as a bridge, representing the limiting case of learning about the climate response, but not about damages.

Prospects of Climate Policy

While proponents of a stringent mitigation policy might see it as a success that the 2° target was embraced by the Conference of the Parties in 2010 and reconfirmed in 2015, in combination with the so far largest emission cuts announced ever, these cuts correspond to 2.7°C-3.7°C warming rather than 2°C [32]. This has several reasons. First, the 2° target can roughly be converted into a carbon emission budget – if this was distributed equally per capita, a citizen of the OECD would run out of emission allowances within the next decade [33]. Hence, global society has to negotiate how to distribute the remaining emission allowances. The fact that least developed nations might not be able to fully use their rights over the next decades and hence could sell those to OECD nations could mitigate part of that negotiation problem.

Secondly, a 2° target would massively depreciate the rents of owners of fossil resources. In principle this would not have to be a problem from the point of view of the global society, however, pressure groups might use information asymmetries quite efficiently. Part of this effect is that actors in their networks hold a great deal of the necessary technological knowhow to operate an energy system in a stable manner.

Thirdly, the 2° target is perceived as being increasingly ill-posed and increasingly hard of not impossible to comply with, the longer mitigation is delayed. In fact, a global treaty on emission cuts in line with the 2° target appears rather unlikely over the next decade. This makes it difficult for early movers such as the EU to proceed on their mitigation path, as at present it is academically unclear how much front-running is affordable before the front-runner ruins his or her competitiveness. However, a global treaty is not the only channel towards mitigation. Coalitions of mitigation-motivated actors could be stabilized by modest border tax adjustments or club goods [34]. Also, it will certainly be possible to spell out the preference order implicit in the 2° target for the modified conditions and re-interpret the target in a generalized sense accordingly. I regard the new tool of CRA as promising in that respect.

Fourthly, it is at present unclear whether a low-cost low-emission energy system would work in reality, in spite of an increasing number of CEAs that claim rather low mitigation costs. Hence, it would help (from the point of view of a supporter of the 2° target) if OECD countries could come up with successively upscaled demonstration projects – a key role for

Europe. This should be supported much more by concerted, problem-oriented efforts within academia in the techno-economic field and frontier research in social science.

Now there are two interpretations of this series of obstacles for a global mitigation policy: on the one hand one may argue that the combination of those effects makes a success of mitigation policy rather unlikely. On the other hand this series provides an analytic explanation why we have not seen that policy yet while at the same time they provide entry points to develop policy instruments to tackle those obstacles in a targeted manner and thereby resolve the current climate policy stalemate.

In the end, climate policy will be to a large extent a matter of removing information asymmetries within our global society, for the benefit of civil society. If the proponents of a stringent mitigation policy are correct in that their suggestions in some sense would maximize the ‘global cake’ (including humankind’s desire for some security standards) – then there should be some ways to negotiate fair deals. Or, quite the reverse, they may find themselves convinced that they have just followed some romantic ideal of nature conservation, out of touch with the preference order of global society. The negotiations about what a desirable and fair future is have just begun. They can be informed but not substituted by imaginations of a handful of well-meaning brilliant scientists. They can be massively supported by an academia that internally stronger rewards dealing with real-world problems of this century, strictly observes political neutrality, and opens up option spaces for policy makers. The climate problem is increasingly attracting curious minds from all disciplines and triggers a massive cross-fertilization of academic quality standards across disciplines. This certainly will give academia a boost and hopefully society an increased chance to negotiate what kind of future it wants – in such a way that in retrospect we would find that academia has helped society to get closer to ‘its social optimum’!

References

- [1] IPCC Fifth Assessment Report (AR5) “Climate Change 2014”, Allen et al., <http://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>
- [2] IPCC, 2014: Summary for policymakers. In: Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 1-32.
- [3] Zachos J., Pagani M., Sloan L., Thomas E., Billups K., *Science*, 292 (2001), 686- 693.
- [4] European Commission, COM, 1 (2000).
- [5] Schneider von Deimling T., Ganopolski A., Held H. and Rahmstorf S., *Geophys. Res. Lett.*, 33 (2006) L14709.
- [6] Schellnhuber H. J. *Clim Chang* 100 (2010) 229–238. doi:10.1007/s10584-010-9838-1
- [7] UNFCCC, Report of the conference of the parties on its seventeenth session (2012).
- [8] Meinshausen M., Meinshausen N., Hare W., Raper S. C. B., Frieler K., Knutti R., Frame D. J. Allen M. R., *Nature*, 458 (2009) doi:10.1038/nature08017 , 1158
- [9] Nordhaus W. D., *Managing the global commons: the economics of climate change* (The MIT Press) 1994.
- [10] Nordhaus W. D., *A question of balance: Weighing the options on global warming policies* (Yale University Press, New Haven & London) 2008.

- [11] Kunreuther H., S. Gupta, V. Bosetti, R. Cooke, V. Dutt, M. Ha-Duong, H. Held, J. Llanes-Regueiro, A. Patt, E. Shittu, and E. Weber, 2014: Integrated Risk and Uncertainty Assessment of Climate Change Response Policies. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [12] Dasgupta P., *J. Risk Uncertain*, 37 (2008) 141.
- [13] Stern N., *Stern Review on the Economics of Climate Change* (HM Treasury) 2007.
- [14] Traeger C. P., CUDARE Working Paper No. 1117 (UC Berkeley) 2011.
- [15] Patt A., *Rev. Policy Res.*, 16 (1999) 104.
- [16] Held H. and Edenhofer O., in *Handbook of Transdisciplinary Research*, edited by Hirsch Hadorn G., Hoffmann-Riem H., Biber-Klemm S., Grossenbacher-Mansuv W., Jöy D., Pohl C. et al. (Springer, Heidelberg) 2008.
- [17] Clarke L., K. Jiang, K. Akimoto, M. Babiker, G. Blanford, K. Fisher-Vanden, J.-C. Hourcade, V. Krey, E. Kriegler, A. Löschel, D. McCollum, S. Paltsev, S. Rose, P. R. Shukla, M. Tavoni, B. C. C. van der Zwaan, and D.P. van Vuuren, 2014: Assessing Transformation Pathways. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [18] Junginger M., Lako P., Lensink S., van Sark W. and Weiss M., *Climate Change Scientific Assessment and Policy Analysis* (Universiteit Utrecht & ECN) 2008.
- [19] Luderer G., Leimbach M., Bauer N. and Kriegler E., Description of the ReMIND-R model - Version June 2011, from [http://www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/models/remind/REMIND Description.pdf](http://www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/models/remind/REMIND%20Description.pdf).
- [20] Nordhaus W. D., *The Perils of the Learning Model for Modeling Endogenous Technological Change*, Working Paper 14638, <http://www.nber.org/papers/w14638>, National Bureau of Economic Research, 1050 Massachusetts Avenue, Cambridge, MA 02138, (2009)
- [21] IPCC, 2014: Summary for Policymakers, In: *Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [22] Edenhofer O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, S. Kadner, J. C. Minx, S. Brunner, S. Agrawala, G. Baiocchi, I. A. Bashmakov, G. Blanco, J. Broome, T. Bruckner, M. Bustamante, L. Clarke, M. Conte Grand, F. Creutzig, X. Cruz-Núñez, S. Dhakal, N. K. Dubash, P. Eickemeier, E. Farahani, M. Fishedick, M. Fleurbaey, R. Gerlagh, L. Gómez-Echeverri, S. Gupta, J. Harnisch, K. Jiang, F. Jotzo, S. Kartha, S. Klasen, C. Kolstad, V. Krey, H. Kunreuther, O. Lucon, O. Masera, Y. Mulugetta, R. B. Norgaard, A. Patt, N. H. Ravindranath, K. Riahi, J. Roy, A. Sagar, R. Schaeffer, S. Schlömer, K.

- C. Seto, K. Seyboth, R. Sims, P. Smith, E. Somanathan, R. Stavins, C. von Stechow, T. Sterner, T. Sugiyama, S. Suh, D. Ürge-Vorsatz, K. Urama, A. Venables, D. G. Victor, E. Weber, D. Zhou, J. Zou, and T. Zwickel, 2014: Technical Summary. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J. C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [23] Kriegler E. and Bruckner T., *Clim. Change*, 66 (2004) 345.
- [24] Kleinen T., *Stochastic Information in the Assessment of Climate Change* (Universität Potsdam) 2005.
- [25] Charnes A. and Cooper W. W., *Manage. Sci.*, 6 (1959) 73.
- [26] Held H., Kriegler E., Lessmann K. and Edenhofer O., *Energy Economics*, 31 (2009) 550.
- [27] Blau R. A., *Manage. Sci.*, 21 (1974) 271.
- [28] Schmidt M. G., Lorenz A., Held H. and Kriegler E., *Clim. Change*, 104 (2011) 783.
- [29] Neubersch D., Held H., Otto A., *Clim. Change* 126 (3), 305-318, DOI 10.1007/s10584-014-1223-z (2014).
- [30] Roth R, Neubersch D, Held H, EAERE2015 article (2015).
- [31] Weitzman M. L., *Rev. Econ. Stat.*, 91 (2009) 1.
- [32] World Resources Institute, <http://bit.ly/indc-temp>, viewed July 6, 2016 .
- [33] Wicke L., Schellnhuber H. J. and Klingensfeld D., The 2° max Climate Strategy – A Memorandum, Concise English version of PIK-Report No. 116 – updated. From <http://www.pik-potsdam.de/members/danielkl/documents/2degmax-english-summary>.
- [34] Lessmann K., Marschinski R. and Edenhofer O., *Econ. Model.*, 26 (2009) 641.

Prof. Dr. Hermann Held
 Research Unit Sustainability & Global Change
 Departments of Geosciences and Economics
 University of Hamburg –
 KlimaCampus Hamburg
 Grindelberg 5, 20144 Hamburg, Germany
Hermann.Held@uni-hamburg.de

The reactor accident of Fukushima Dai-ichi and its radiological consequences for the Japanese population

Rolf Michel, Inst. für Radioökologie und Strahlenschutz, Leibniz Universität Hannover

Abstract

Five years after the accident, the resulting contaminations of the environment, the radiation exposures of the affected populations and the potential health risks can be assessed with some confidence based on international evaluations. This contribution presents the available evidence about the source term of the released radionuclides, about transport and fallout of the radionuclides and the contamination of the different environmental compartments and the assessments of the internal and external radiation exposures of the inhabitants of the different prefectures of Japan. The radiation doses of thyroid glands as well as the effective doses during the first year and their projections for lifetime are presented. The up-to-now available data regarding health effects are discussed¹.

Fukushima Dai-ichi: the plant and the reactor accidents

On the 11th of March 2011 at 14:46 an earthquake of magnitude 9.0 occurred 100 – 200 km off the coast of the Prefecture Miyagi in Northern Japan. The quake strongly damaged the northern prefectures of Japan. About 1 hour after the quake a Tsunami, height 7 m – 15 m, devastated the coastal regions. More than 15,854 deaths and 3,155 missing were counted in Northern Japan as a consequence of the quake and the tsunami (status as of 10.3.2012) and 380,000 people were homeless and had to live as evacuees Japan. More than 340,000 evacuees lived still in emergency accommodations in March 2012.

Japan was heavily relying on nuclear energy: In the year 2009, 28.9 % of electricity was obtained from nuclear energy; 51 nuclear reactors produced 263 TWh. After the quake the reactors in the affected regions, i.e. Onagawa, Fukushima Dai-ichi, Fukushima Daini, and Tokai, were automatically shut down and remained widely undamaged. The electricity supply in Northern Japan broke down after the quake.

The nuclear power station at Fukushima Dai-ichi (FDNPS) consisted of 6 units three of which were shut down for inspection at the time of the quake. The plant was designed to withstand quakes of magnitude 8 and 5.7 m high tsunamis. The off-site power supply was lost as a consequence of the quake; the three operating and now shut-down reactors at Fukushima Dai-ichi had to use the emergency power supplies and foreseen passive systems for cooling the reactor cores. The tsunami flooded resp. destroyed the emergency diesel generators, the service water buildings and the seawater inlet structures: the result was a total station blackout. From this time on, a melt-down of the three reactor cores was inevitable provided that no outside power supplies could be provided in time.

As a consequence of the melting cores, accompanied by production of hydrogen due to the zirconium-water reaction $Zr + 2 \cdot H_2O \rightarrow ZrO_2 + 2 \cdot H_2$, the pressure of the containments increased. Unit 1 was the first requiring venting during which a hydrogen explosion occurred on March 12, 2011 16:00 on the service platform of the reactor blowing away its roof. In

¹ For further details see the viewgraphs of the manuscript under http://www.fze.uni-saarland.de/AKE_Archiv/DPG2016-AKE_Regensburg/Vortraege/DPG2016_AKE11.2_Michel_Fukushima-radiologFolgen.pdf

Unit 3, a hydrogen explosion occurred during venting on March 14, 2011 11:00 LT below the service platform and grossly destroying the building structure, leaving, however, the containment unharmed. In the early morning of March 15, 2011 a hydrogen explosion destroyed large parts of the building of Unit 4. This explosion was later explained as resulting from hydrogen which made its way from Unit 3 underground into the building of Unit 4. At 6:10 LT a bursting sound was heard from Unit 2 on March 15, 2011. This sound was later explained as indicating the failure of the containment of Unit 2 at low height near the dry well with a massive release of radioactivity to the environment.



Fig. 1: Fukushima Dai-ichi as of March 15, 2011 with Units 1 – 4 from the front to the rear; photo TEPCO.

Releases of radionuclides, transport, and fallout

The automatic stations for measuring ambient dose rates in Fukushima and adjacent prefectures were widely destroyed due to the natural disaster. This was also true for much of the measuring systems on the plant's premises. The few existing measurements of the ambient dose rates at FDNPS had indicated the releases starting with the first venting of Unit 1. Peaks in the ambient dose rates going up to 3 mSv/h were seen which allowed identifying the individual events (GRS 2015). In the morning of March 15, 2011 the ambient dose rates rose up to 12 mSv/h as a consequence of the failure of the containment of Unit 2. Later, local maxima can be attributed to repeated venting events of Unit 3. Only after March 22, 2013 the dose rates at FDNPS fell significantly below 1 mSv/h. It has, however, to be mentioned that locally the ambient dose rates at FDNPS remained high reaching even the order of 10 Sv/h.

Already in the evening of March 11, 2011 the Fukushima Prefecture ordered the evacuation of the close proximity of FDNPS: 2 km evacuation at 20:20 LT extending to 3 km at 21:23 LT. At a later time sheltering was ordered for people living in up to 10 km distance from the plant. On March 12, 2011 18:25 LT evacuation up to 20 km distance was ordered. Finally,

sheltering was ordered in distances up to 30 km from the plant for the case of a further unfavorable accident development. This latter order lasted from April 15 to 22, 2011. In total, 80.000 people were evacuated from the 20 km zone and further 10.000 people from the so-called Deliberate Evacuation Zone; see Fig. 2.

The author followed the events in his role as chair of the crisis organization of the German Commission on Radiological Protection (see www.ssk.de). As the first two hydrogen explosions occurred information was rather limited and based on media reports and the excellent work of the German Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS); see GRS (2015). Later, the data published by the Japanese government and by the French IRSN were extremely helpful. On March 12 and 14, 2011, we did not know what would happen in Fukushima, but it was clear that the weather would determine everything. Fortunately in spring time an East-Asia High causes winds to blow mainly from the west over the plant to the ocean. This changed, however, on March 15, 2011 when the wind started blowing into the Japanese mainland. It was an unfortunate coincidence that the failure of the containment of Unit 2 coincided with the wind blowing into the direction of Fukushima Town being thus responsible for the high fallout in north-westerly direction extending to Iitate Village. Also Tokyo got its share. On March 14 and 15, 2011 four radioactive clouds were seen in the automatic measuring stations passing Tokyo and also stations in Chiba and Ibaraki indicated transport and fallout of the radioactivity released at FDNPS (Fig. 3). These data allowed for first estimates of the potential radiation exposure of the people living in these regions.

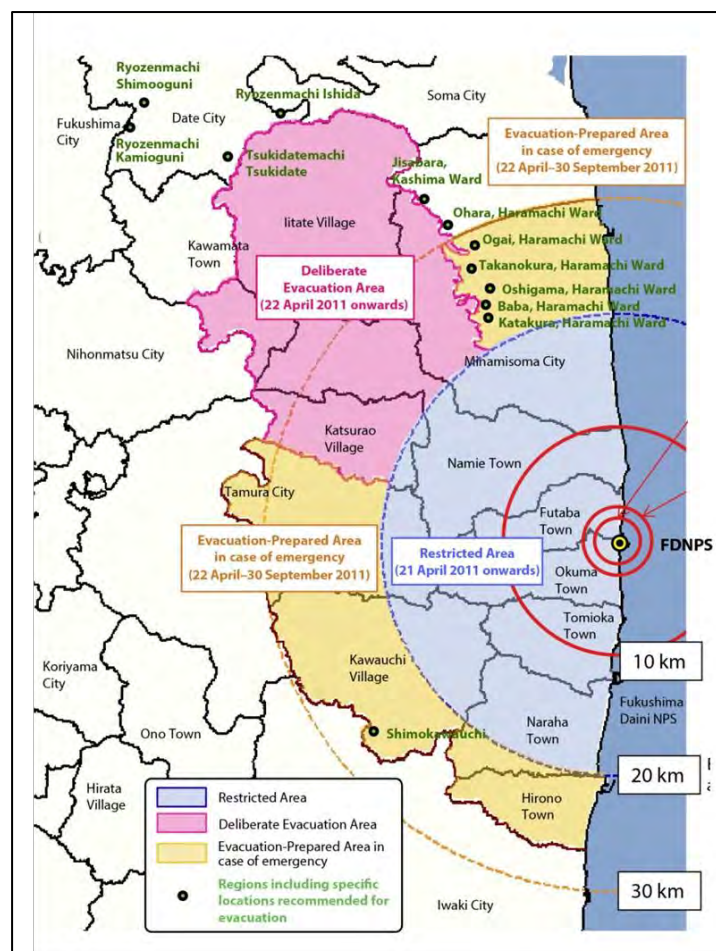


Fig. 2: Map with the regions where protective measures were applied (UNSCEAR 2014).

Based on simple heuristic principles an increase of the ambient dose rate by $2 \mu\text{Sv/h}$ would indicate fallout of Cesium and Iodine radionuclides (Cs-137 or I-131) of about 1 MBq/m^2 . The fact that the ambient dose rates increased just little after the passage of the clouds showed that the fallout remained well below 100 kBq/m^2 ; a value which was typical for some areas in Southern Germany in May 1986 after the Chernobyl accident. The respective data for the Prefecture Ibaraki in the southern neighborhood of Fukushima allowed predicting fallout of these radionuclides of about 100 kBq/m^2 .

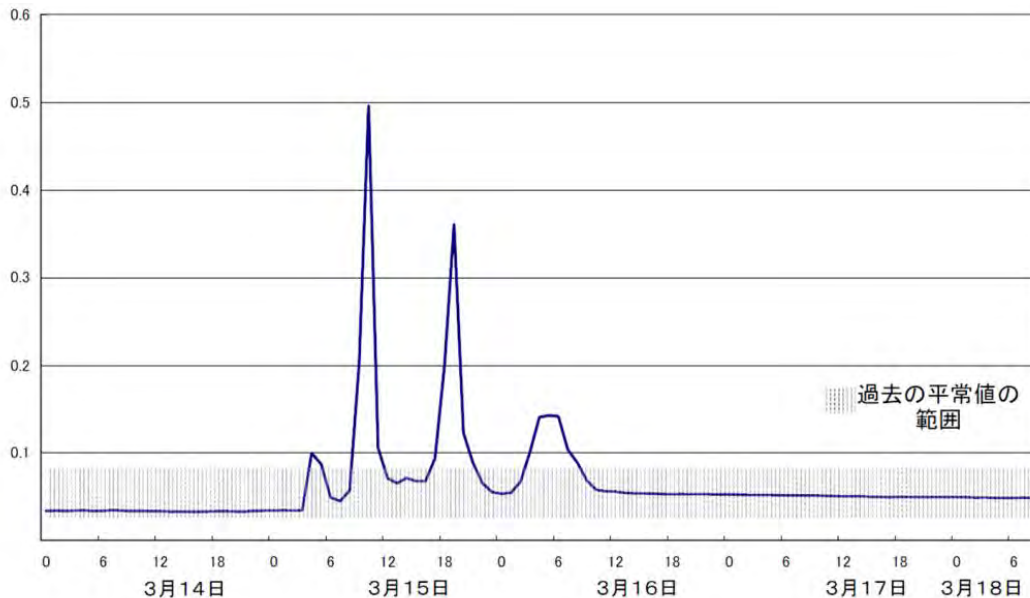


Fig. 3: Ambient dose rates in $\mu\text{Sv/h}$ measured in Tokyo on March 14 – 17 during the passage of radioactive clouds. The shaded area indicates the range of normal natural dose rates. Later and more complete data may be found at <http://monitoring.tokyo-eiken.go.jp/en/index.html>

Such data as in Fig. 3 also allowed estimating the doses of radiation exposure due to inhalation and external irradiation. Assuming permanent 24h/d stay outdoors in Tokyo – a highly unlikely behavior given the weather conditions and the time of the year – an external dose of $1.9 \mu\text{Sv}$, an effective dose for adults of $123 \mu\text{Sv}$ and thyroid doses of 5.4 mSv and 2.5 mSv for 1 – 2 year old children and adults were calculated, respectively. For Ibaraki the respective estimates resulted in an external dose of $6.0 \mu\text{Sv}$, an effective dose for adults of $410 \mu\text{Sv}$ and thyroid doses of 18 mSv and 8.3 mSv for 1 – 2 year old children and adults, respectively.

No estimates were possible for Fukushima Prefecture because of lack of information. On March 16, 2011 the first measurements of ambient dose rates measured from cars driving through the regions affected by fallout were reported by MEXT. They showed maximum dose rates of about $80 \mu\text{Sv/h}$ in 20 km to 30 km distance from the plant. In an area to the northwest beyond the 30 km distance up to Iitate Village maximum dose rates of $20 \mu\text{Sv/h}$ were measured. Starting on March 17, 2011 airborne measurements were performed by a cooperation of MEXT² and the US DOE and continued until comprehensive maps ambient dose rates and of the fallout of Cs-134 and Cs-137 in Northern Japan were obtained (Fig. 4).

² MEXT is the Ministry of Education, Culture, Sports, Science and Technology in Japan, DOE is the US Department of Energy.

It became clear by the end of March that serious contamination was extending beyond the 30 km circle around FDNPS and after April 22, 2014 a deliberate evacuation area extending beyond the 30 km zone to the north-west including the village of Iitate was established. The rationale was to limit the external radiation exposure to 20 mSv in the first year (temporal permissible limits as of April 20, 2011). It was assumed that people spent 33% of the day each outdoors, in schools or offices and in private homes and that occupancy (shielding) factors were 1, 0.7 and 0.1, respectively. This led to a dose rate criterion for evacuation of 3.8 $\mu\text{Sv/h}$. The areas exceeding this limit are indicated in Fig. 4 by yellow, orange and red colors. The dose rate of criterion of 3.8 $\mu\text{Sv/h}$ conforms roughly with a criterion based on Cs-134 + Cs-137 fallout of 600 kBq/m^2 in April 2011.

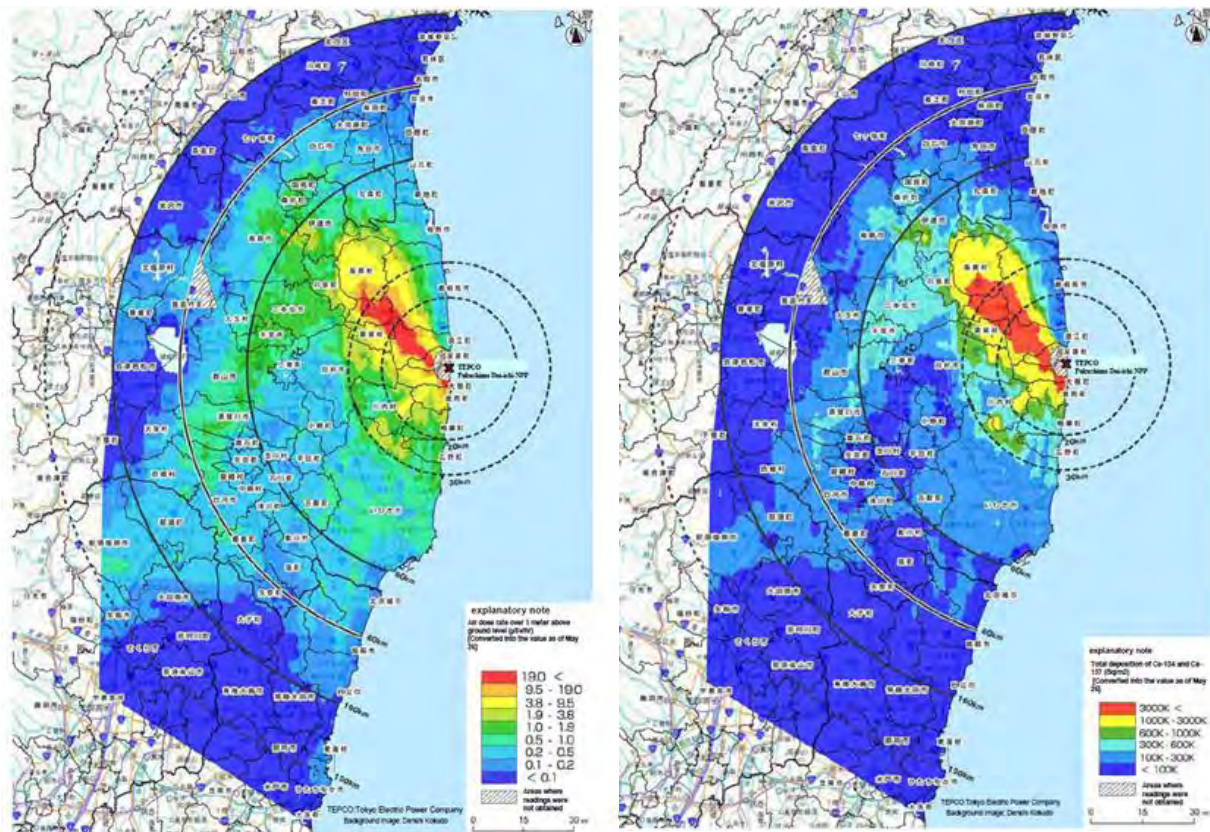


Fig. 4: Data from airborne survey measurements published on March 16, 2011 by MEXT and DOE.

Left: Ambient dose rates in areas from red to dark blue: >19 $\mu\text{Sv/h}$, 9.5-19 $\mu\text{Sv/h}$, 3.8-9.5 $\mu\text{Sv/h}$, 1.9-2.8 $\mu\text{Sv/h}$, 1.0-1.9 $\mu\text{Sv/h}$, 0.5-1.0 $\mu\text{Sv/h}$, 0.2-0.5 $\mu\text{Sv/h}$, 0.1-0.2 $\mu\text{Sv/h}$, <0.1. $\mu\text{Sv/h}$, no data available for grey-hatched areas.

Right: Cs-134 + Cs-137 fallout in areas from red to dark blue: >3000 kBq/m^2 , 1000-3000 kBq/m^2 , 600-1000 kBq/m^2 , 300-600 kBq/m^2 , 100-300 kBq/m^2 , <1000 kBq/m^2 , no data available for grey-hatched areas.

The estimates of the total releases clearly showed that the accident at FDNPS was an INES 7 accident. There was a lot of public confusion about its severity compared to other accidents, in particular if compared to the Chernobyl accident. The French IRSN was the first to publish a source term on March 22, 2013 (Table 1). A lot of publications followed which will not be discussed here in detail. I rather quote in Table 1 data from the recent evaluations of UNSCEAR (2014) for FDNPS with those for the Chernobyl accident according to

UNSCEAR (2000) revealing the fact that the FDNPS accident was significantly smaller regarding the releases of Iodine and Cesium radionuclides than the Chernobyl accident. When comparing these data one has to keep in mind that in Fukushima three cores melted while it was just one in Chernobyl. The difference simply results from the fact that in Chernobyl there was no containment, the reactor exploded, the reactor core lay open and after that a graphite fire and a melting of the residual core occurred. In Fukushima there were containments and the radioactivity from Units 1 and 3 were released during venting operations. Only 2.1 % of I-131 and 1.3 % of each, Cs-134 and Cs-137, of the total inventories of the three reactor cores were released. It remains to mention that about half the I-131 and Cs-134 plus Cs-137 activities were released when the containment of Unit 2 failed (Chino et al. 2011).

	Fukushima Dai-ichi		Chernobyl
	IRSN 22.03.11	UNSCEAR 2014	
Isotope	atmosphere		atmosphere
		ocean	
I-131	9.0E+16	1.2E+17	1.1E+16
Cs-134	1.0E+16	9.0E+15	3.5E+15
Cs-137	1.0E+16	8.8E+15	3.5E+15
			8.5E+16

Table 1: Releases in Bq of some dose relevant radionuclides from the FDNPS in comparison with data for the Chernobyl accident.

Due to the frequent winds from the west which drove radioactive clouds and fallout over the Pacific Ocean and because of direct inflow of contaminated waters from the FDNPS also the marine environment was contaminated. High radioactivity concentrations were, however, widely confined to the close proximity of FDNPS. Strong marine currents off the East coast of Japan and finally incorporation into the North Pacific Circulation led to extreme dilution of the radioactivity concentrations. Though they are under intense investigation and of extreme interest for studies on oceanic circulation, they are of negligible importance for the radiological consequences for humans. In Northern Japan fishing stopped widely as a consequence of the quake and tsunami and in some prefectures of Northern Japan fishing was banned. Therefore, contaminated seafood did not enter the Japanese food basket. In the meantime (as of 2016) the radioactivity concentrations e. g. of Cs-137 are of the order of 1 Bq/L close to the FDNPS (Fig. 5). This is a consequence of large, however not yet completely successful efforts to retain the contaminated water on the station's premises.

For estimating the radiological consequences of the accident at FDNPS the fallout of other radionuclides than Cs-134 and Cs-137 has also to be considered. Next of importance is certainly I-131 together with short-lived Tellurium and Iodine radionuclides. Due to the circumstance of the Fukushima accident after the natural disaster there are no early measurements of the fallout of I-131. Evaluation of soil samples taken only in June 2011 gave a coarse indication of the fallout of I-131. Due to the short half-life of I-131 of 8.02 d the measured data needed huge decay corrections to obtain the relevant data for the time after March 15, 2011. Only on June 28, 2013 a Japanese TV station reported that researchers from the Japan Atomic Energy Agency and the US Department of Energy had now analyzed radiation data they jointly gathered using aircraft in April 2011." The I-131 data showed that I-131 fallout in the highly contaminated areas to the north-west of FDNPS was between 600 kBq/m² and more than 3,000 kBq/m² revealing a large potential for high thyroid doses of the inhabitants outside the 20 km zone.

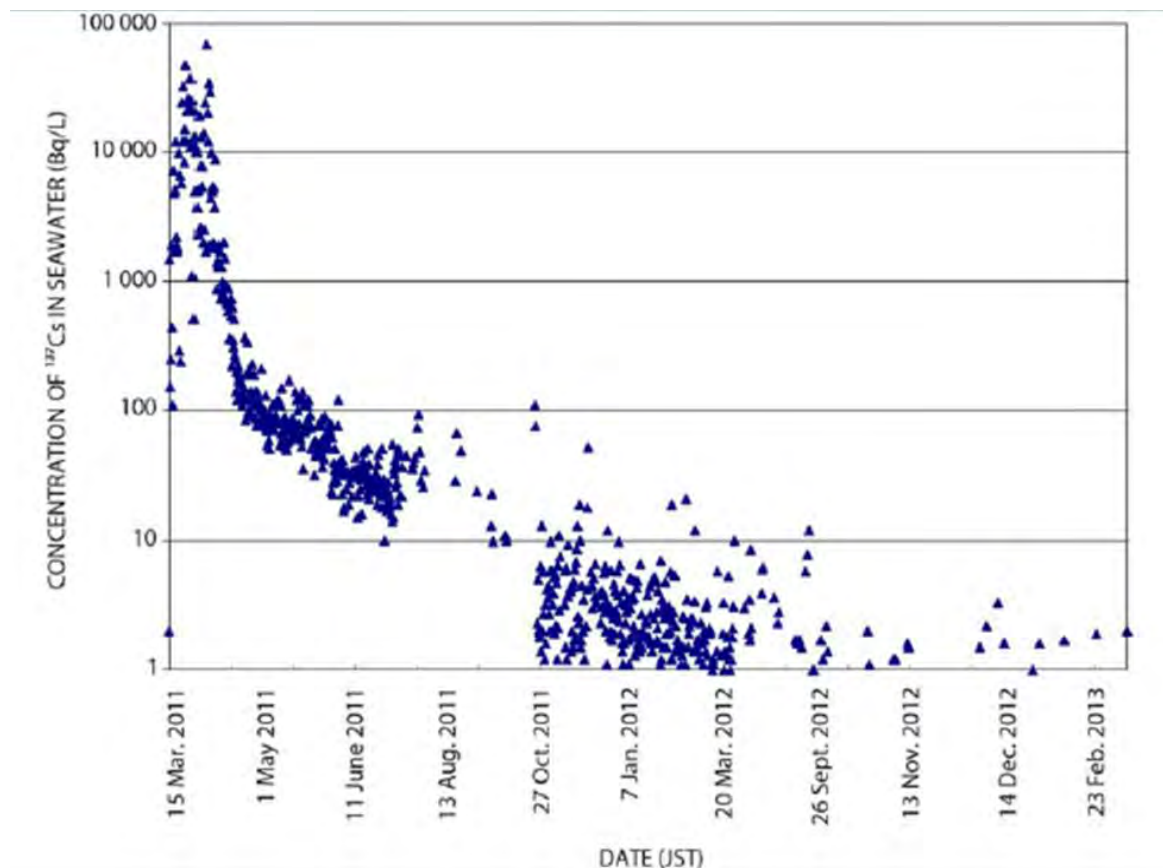


Fig. 5: Measured Cs-137 radioactivity concentrations in seawater near the FDNPS (UNSCEAR 2014).

Though the soil samples taken in June 2011 were rather insufficient for estimating I-131 fallout they were extremely helpful to obtain information on the potential relevance of Sr-89/Sr-90 and of actinides in the fallout from the accident. The results of Sr-89/Sr-90 analyses of Japanese soils demonstrate that there is no radiological relevance of Sr-90 in comparison to the radiation exposures from Cs-137 and Cs-134. Strontium radionuclides were much more retained in the containment than the Cesium isotopes. Just a few samples showed the presence of Sr-89 which due to its relatively short half-life is indicative for fresh fallout from a reactor accident. Most of the samples showed Sr-90 concentrations in the typical range of the residues from the atmospheric nuclear explosions in the 1960ties. The same is true for Plutonium isotopes. The Pu-239+240 concentrations were in a range which is typical for the environmental contamination due to the atmospheric nuclear explosions. In 6 samples, Pu-238/Pu239+240 activity ratios were observed which point to Plutonium from nuclear power reactors. Also these abundances lack radiological relevance.

Thus, one has a relatively simple situation when assessing the consequences of the Fukushima accident since in the first order only I-131, Cs-134 and Cs-137 have to be considered. I-131 determines the radiation exposure of the thyroid glands by the exposure pathways inhalation while the radioactive cloud is passing and by ingestion of I-131 in foodstuffs provided that contaminated foodstuffs are not banned. Regarding the long-term consequences Cs-134 ($T_{1/2} = 2.06$ a) and Cs-137 ($T_{1/2} = 30.17$ a) have to be considered since they cause a long-term whole body exposure via external irradiation from the fallout and via ingestion of Cs-134 and Cs-137 in contaminated foodstuffs. In the context of internal exposure it is to mention that the Cesium radionuclides have a biological half-life in the human body of about 100 d only.

Dose estimates

First dose estimates for the population of Northern Japan were published by the French IRSN (http://www.irsn.fr/EN/news/Documents/IRSN_fukushima-radioactivity-released-assessment-EN.pdf) on March 26, 2011. These estimates demonstrated that except for the closer proximity of FDNPS thyroid and effective doses would be low. These early estimates were in agreement with our own estimates of May 2011 (Michel 2011). In the year 2013 WHO published a detailed assessment including estimates of the associated health risks (WHO 2013). The dose assessments by WHO were rather conservative and the risks estimates therefore can be considered as upper limits. In 2014, UNSCEAR published a detailed report about levels and effects of the Fukushima accident. These results – though still relying on point estimates, neglecting the distributions of the exposures and in some aspects being conservative – are presently the most detailed and reliable ones. The assessments will be continued in the future; see UNSCEAR (2015). Also the report by IAEA (2015) has to be mentioned. We quote here some of the results obtained by UNSCEAR (2014).

Residential area	Thyroid absorbed dose in mGy	
	adults	1-year old
Prefecture Fukushima not evacuated	7.8 – 17	33 – 52
Precautionary evacuated settlements: Fotuba, Okuma, Tomioka, Naraha, Hirono, parts of Minamisoma, Namie and Tamura cities and Kawauchi and Katsurao villages	7.2 – 34	15 – 82
Deliberately evacuated settlements; Iitate village and parts of Minamisoma, Namie and Tamura cities and Kawauchi and Katsurao villages	16 – 35	47 – 83
Six neighboring prefectures: Miyagi, Yamagata, Niigata, Gunma, Tochigi, Ibaraki	0.6 – 5,1	2.7 – 15
40 other prefectures in Japan	0.5 – 0,9	2.6 – 3.3

Table 2: Range of estimated average absorbed doses to the thyroid to adults and to 1-year-old infants for typical residents of Japan following the Fukushima accident (UNSCEAR 2014).

The first question in a nuclear emergency, if no deterministic effects have to be feared, is that for the thyroid doses. Table 2 gives the respective results obtained by UNSCEAR (2014). They are based on modelling the inhalation of Iodine radionuclides during the passage of the radioactive clouds and on ingestion of Iodine radionuclides with food. The thyroid doses thus obtained are rather moderate for an INES 7 accident. The ranges of estimates in table 2 are, however, still biased by conservative prefecture-wide estimates of ingestion doses thereby neglecting the inhomogeneous fallout in the individual prefecture.

To put these thyroid doses in perspective, in an examination of thyroid hypofunction 0.185 MBq – 0.555 MBq I-131 are applied resulting for adults in absorbed doses to the thyroid of 80 mSv – 240 mSv. After the Chernobyl accident thyroid doses of members of the public

were higher by orders of magnitude in Belarus and Northern Ukraine. In the highly contaminated, not evacuated areas they reached maximum values for children of a few times ten Sv; see e.g. Michel et al. (2015). In Germany, the thyroid doses remained below 10 mSv after the Chernobyl accident (SSK 2006).

Age group as of 2011	Geographical area of Japan		
	Fukushima Prefecture not evacuated districts	6 Neighboring prefectures Miyagi, Yamagata, Niigata, Gunma, Tochigi, Ibaraki	Rest of Japan
Effective doses over the first year			
Adult, 20 year old	1.0 – 4.3	0.2 – 1.4	0.1 – 0.3
Infant, 1 year old	2.0 – 7.5	0.3 – 2.5	0.2 – 0.5
Exposure over the first 10 years			
Adult, 20 year old	1.1 – 8.3	0.2 – 2.8	0.1 – 0.5
Infant, 1 year old	2.1 – 14	0.3 – 6.4	0.2 – 0.9
Exposure over lifetime			
Adult, 20 year old	1.1 – 11	0.2 – 4,0	0.1 – 0.6
Infant, 1 year old	2.1 – 18	0.4 – 6,4	0.2 – 0.9

Table 3: Ranges of estimated average total effective doses (mSv) for adults and 1-year-old infants (as of 2011) for typical residents of Japan for the first year, the first 10 years and for lifetime exposures (UNSCEAR 2014).

In an accidental situation effective doses are assessed primarily for the first year after the accident. The temporal permissible limits set by the Japanese Government aimed for a reference value of 20 mSv in the first year and the goal was mostly attained (table 3). The radiation exposures in the first year after an accident in springtime are of particular interest since they allow forecasting the lifetime exposure by simple heuristic rule: For a rural self-sustained population the lifetime exposure without countermeasures will be two to three times the exposure in the first year. The predictions by UNSCEAR (2014) based on detailed modelling confirm this (table 3). People living in large towns will generally have a lower exposure. For comparison, the effective lifetime doses from the Chernobyl accident are

between 2.2 mSv in Southern Germany and 0.6 mSv in Northern Germany (SSK 1987). The data in tables 2 and 3 comprise just some of the results of the assessments by UNSCEAR (2014) contains. The whole report can be downloaded for free under www.unece.org.

The future of the evacuated zones and the exposures of people returning to their homes hardly can be assessed today. UNSCEAR (2014) reported dose estimates for the precautionary and deliberately evacuated regions as effective doses for the first year. The ranges of average effective doses were for the precautionary evacuated settlements (Fotuba, Okuma, Tomioka, Naraha, Hirono, parts of Minamisoma, Namie and Tamura cities and Kawauchi and Katsurao villages) 1.1 – 5.7 mSv for adults and 1.6 – 9.3 mSv for 1-year old children; for the deliberately evacuated settlements (Iitate village and parts of Minamisoma, Namie and Tamura cities and Kawauchi and Katsurao villages) the effective doses were 4.8 – 9.3 mSv for adults and 7.1 – 13 mSv for 1-year old children. Because of the large efforts made by the Japanese government to clean up the contaminated regions and because the effect of these decontamination measures can hardly be quantified today, an estimate of the expected lifetime doses of potential returnees cannot be made.

A closer look to the radiation exposures in Northern Japan

The dose estimates by UNSCEAR (2014) were mainly based on measurements of the fallout of radionuclides and on radioecological modelling. This was reasonable since direct measurements were extremely scarce in the aftermath of the natural disaster. The result was that some estimates remained conservative as e.g. the prefecture wide average values of ingestion doses. In the meantime, more detailed and improved modelling and also more measurements became available. UNSCEAR (2015) reviewed the up to now literature and scrutinized it with respect to information potentially challenging the 2014 statements. We therefore take a closer look on the few measurements available.

Radiation exposures of the thyroid glands

There are just two direct measurements of the I-131 activities of human thyroid glands. For 1.080 children from Kawamata direct thyroid measurements were performed with portable dose ratemeters between March 26, 2011 and March 30, 2011 (i.e. after two half-lives of I-131). Kawamata is one of the most highly contaminated areas without evacuation. The distribution of dose rates was an extreme log-normal – nearly exponential – one. For 55.4% of the children no increased dose rates were observed. Based on the measured dose rates and the conversion factor that $1 \mu\text{Sv/h} \cong 480 \text{ mSv}$ thyroid dose for infants, the thyroid doses were estimated. For 95% of the children the doses were below 60 mSv, for less than 1% they exceeded 100 mSv and one maximum value of 200 mSv was observed. The median of the doses was below 20 mSv.

Tokonami et al. (2012) calculated thyroid doses for 62 persons of the evacuees from the Fukushima nuclear accident based on nuclide specific measurements of the thyroids with a Na(I) detector. The measurements were calibrated with phantoms, and the age-dependent equivalent thyroid dose coefficients of ICRP were used. The distinguished two cases, namely that the total I-131 in the thyroids came from inhalation respectively ingestion on March 15, 2011. The results were widely independent from the way the I-131 was incorporated. The following conclusions about the thyroid doses can be drawn: all doses were below 50 mSv, the median was below 4 mSv. The results of both measurements are in fairly good agreement with the point estimates of thyroid doses by UNSCEAR (2014). However, die strongly tailed log-normal distributions are striking.

External radiation exposures in Japan

As the thyroid doses, the doses due to external exposure are extremely dependent on the individual behavior of the people and reconstruction is difficult. In Japan, large efforts were undertaken to reconstruct the external exposure. For example, data on the way of living during the first 4 months after the accident were obtained in interviews of the 1,700 inhabitants of Namie Town, Iitate Village and a district in Kawamata Town and the external exposure was accordingly modelled. The results published in February 2012 showed that 58% of the doses were below 2 mSv during the first 4 months after the accident and just 1% exceeded 10 mSv. The maximum value was 23 mSv. These efforts were continued by Fukushima Prefecture (Fig. 6).

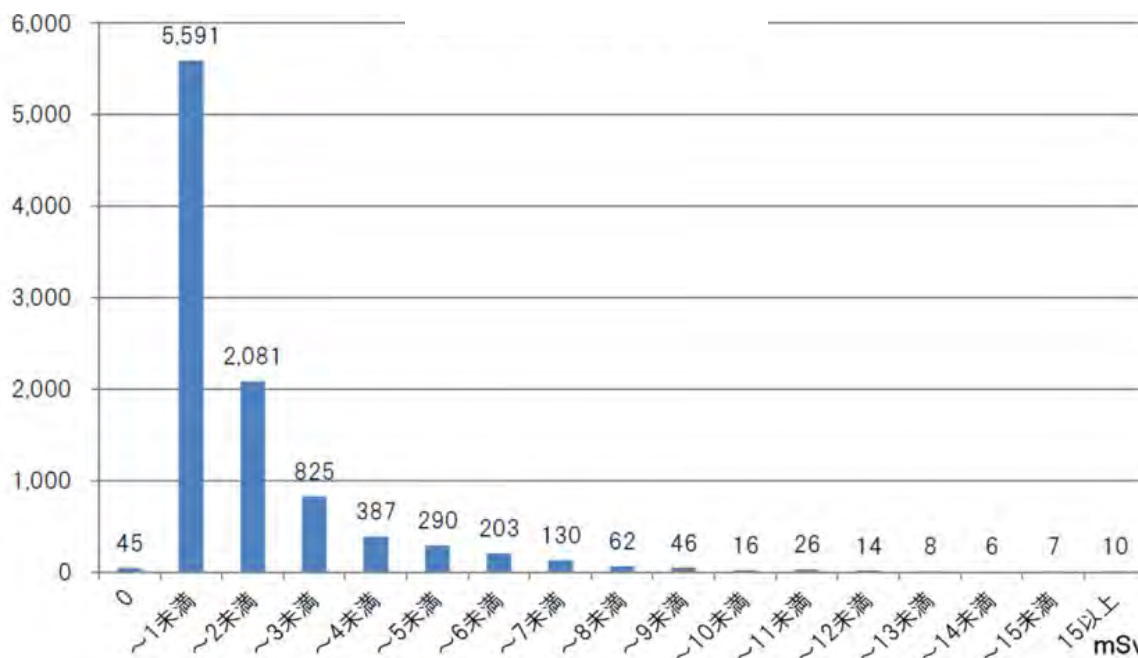


Fig. 6: Distribution of reconstructed external exposures during the first 4 month after the accident for 9,747 inhabitants of Namie Town ($n = 7,250$), Iitate Village ($n = 1,944$) and Kawamata Town ($n = 553$) during the first (24.2.2012)

Based on the fallout data of Cs-134 and Cs-137 for Northern Japan the 50-years effective doses from external radiation and inhalation of resuspended dust can be predicted using conversion factors for exposure to ground contamination according to IAEA (2000). Using the medians of the fallout in the Prefectures Fukushima, Iwate, Miyagi, Ibaraki, Tochigi, Gunma, Chiba, Saitama and Tokyo the calculated doses for the people in 208 settlements were between 0.1 mSv and 160 mSv. For only 14 settlements in the evacuated zones the predicted 50-years effective doses were higher than 10 mSv; all others were below 10 mSv. It has to be noted that these estimates did not anticipate countermeasures such as decontamination. Since large efforts of decontamination were and still are made in the highly contaminated areas, these doses cannot be used to argue whether or not the inhabitants of these settlements can return to their homes.

Internal radiation exposures in Northern Japan

Due to the release of radionuclides surface water, important for the drinking water supply, and plants were contaminated and the radionuclides made their way through the environment to man. For data on radioactivity in drinking water and foodstuffs see the viewgraphs of this presentation.

In 2011, it was unclear for quite some time how large the internal exposure to Cs-134 and Cs-137 would be. Intensive measurements of radionuclides in water and foodstuffs were performed by the prefectures in Northern Japan. Provisional limits for radionuclides in food were established in the year 2011 aiming to limit the internal exposure to 5 mSv per year. These limits were 200 Bq/L for drinking water (100 Bq/L for the preparation of baby food), 200 Bq/kg for milk and milk products and 500 Bq/kg for other foodstuff. On April 1, 2012 these limits were lowered aiming for a limitation of the internal dose of 1 mSv per year. The new limits were 10 Bq/L for drinking water, 50 Bq/kg for milk, milk products and infant food, and 100 Bq/kg for other foodstuffs. At the same time, the government stated that lowering the limits was not necessary from a radiological viewpoint; it was intended to improve the trust of the people in the foodstuffs. The actual internal exposure was estimated by the government to be below 0.1 mSv per year. Lowering the limits actually had not the desired effect because now people asked: Was the food not safe earlier? It was one more disaster for communication.

In the meantime, comprehensive whole body measurements of the inhabitants of the highly contaminated regions are available. First measurements of the specific Cs-137 body activity of 4.745 persons in Minami Soma, Fukushima Prefecture, measured with whole body counters from 26.9.2011 to 27.12.2011 revealed again an extreme log-normal distribution of internal doses. For more than 50% of the people no Cesium radionuclides were found in their bodies. The mode of the distribution of those for which Cesium radionuclides were detected was between 5 Bq/kg and 10 Bq/kg. This is equivalent to 35 μ Sv per year to 70 μ Sv per year for adults. For comparison, in Karlsruhe/Germany the Cs-137 specific body activities of Cs-137 reached 10 Bq/kg in the 1960ties due to the fallout from the atmospheric nuclear explosions and 8 Bq/kg after the Chernobyl accident in 1986.

Later more comprehensive measurements by JAEA at Tokaimura performed between July 11, 2011 and January 2012 for 9,927 inhabitants of Iitate, Kawamata, Namie, and 8 other local communities became available (Momose et al. 2012). According to these measurements the maximum whole-body content of Cs-134 and Cs-137 together was 2.7 kBq for children < 8 years and 14 kBq for adults. The committed effective dose of 99.8% of the residents was below 1 mSv. There were 25 people with doses >1 mSv, and the maximum dose was 3 mSv. The extrapolated medians of the doses for 13-17 years old and those >17 years old were 0.02 mSv and 0.025 mSv, respectively. These findings are in line with investigations of the radioactivity in foodstuff using the total-diet method by Sato et al. (2013).

Health effects

Casualties among the workers at FDNPS and occupational radiation exposure

There were a number of casualties among the workers at FDNPS during and after the accident, but no deterministic radiation effects were observed. Two workers drowned from the tsunami inside the turbine building. They were found on 30.3.2011. There were injuries as consequence of the earthquake: two slightly injured TEPCO workers and two workers with broken legs from contractor companies. During the explosion of Unit 1 on March 12, 2011 two workers outside the controlled area were injured and during the explosion of Unit 3 four TEPCO workers, three workers from contractor companies, and four members of the Self Defense Forces were injured. Two workers from contractor companies were injured on March 22/23, 2011 when working at a temporary switch box of the power supply of the central spent fuel storage facility.

Detailed data on the occupational exposure of the workers at FDNPS are not presented here because of space limitation. They can be found in UNSCEAR (2014). Just so much: according to TEPCO 174 workers received more than 100 mSv; 100 mSv – 150 mSv:

137 workers; 150 mSv – 200 mSv: 28 workers; 200 mSv – 250 mSv: 3 workers, more than 250 mSv (309 mSv – 678 mSv): 6 workers. No deterministic effects were observed among the workers. Even those three workers who worked for some time in highly contaminated water did not get high enough doses to develop deterministic effects. Respective reports in the German TV were false and the pictures shown fakes.

In 2015, one case of leukemia among the workers at FDNPS was compensated as radiation induced after a radiation exposure of 20 mSv. Compensation is granted in Japan if a nuclear power plant worker has been exposed to an annual radiation dose of 5 mSv and has developed cancer more than a year afterward.

Collateral damage: chaotic evacuation orders

A total of 146,520 residents were evacuated as a result of the government's evacuation orders. However, many residents in the plant's vicinity evacuated without accurate information. Unaware of the severity of the accident, they planned to be away only for a few days and evacuated with only the barest necessities. Evacuation orders were repeatedly revised as the evacuation zones expanded from the original 3-kilometer radius to 10 kilometers and later, 20 kilometers, all in one day. Each time the evacuation zone expanded, the residents were required to relocate. Some evacuees were unaware that they had been relocated to sites with high levels of radiation. Hospitals and nursing homes in the 20-kilometer zone struggled to secure evacuation transportation and find accommodations. As a consequence, 60 patients died in March from complications related to the evacuation. Frustration among the residents increased (<http://naiic.go.jp/en/blog/reports/main-report>).

NHK reported that at least 5 people probably had died of starvation after being stranded in the evacuation zone around the Fukushima Dai-ichi nuclear plant following the disaster. Some people were left behind during evacuation. One man in his 70s, who lived about 5 kilometers from the plant, was found in late March on the 2nd floor of his home. The 1st floor had sustained damage from the tsunami. A woman in her 60s was found dead in April inside her home, where she lived alone. She had had trouble walking. All of the 5 dead were found grossly underweight. Police and medical authorities examined the 5 bodies and said they appeared to have been stranded, either because they were unable to evacuate on their own or could not ask for help (NHK March 5, 2012 18:40 +0900 JST).

Radiation induced effects in the population and reports of thyroid diseases

WHO (2013) has estimated the life-long health risks for the most exposed people in Fukushima Prefecture. The exposures were too low to provoke deterministic effects among the general population and the workers at the FDNPS. The exposures were also too low to cause fetal dysplasia. No increase of miscarriages, perinatal mortality, malformations or reduction of mental capabilities is to be expected. WHO calculated increased risks for leukemia, solid tumors, breast- and thyroid cancer for the most exposed people in Fukushima Prefecture. The results of the WHO calculations can be regarded as upper limits of the expected risks for cancer and leukemia. The risks are, however, so low that an increase of cancer and leukemia will hardly be discernible among exposed members of the public or their descendants.

In contrast to the above statement were surprising media reports that ultrasonic investigations of 40.000 children from Fukushima Prefecture exhibited for 35% of the children knots and/or cysts in their thyroid glands (Nagataki et al. 2012). The German ZDF reported on November 18, 2011 in the daily news at 7 p.m. that thyroid diseases increased after the reactor accident in Fukushima. It was stated that the radioactive Cesium should be to blame. A Japanese scientist emphasized in an interview that no control data of comparative groups did exist.

Actually, in Japan a large scale screening of thyroid glands was undertaken for children from Fukushima prefecture using high-tech ultrasonic devices revealing a high prevalence of thyroid abnormalities (Table 4, left part). A comparative group was not investigated and it took until 2013 analogous investigations in the Prefectures Aomori, Yamanashi, and Nagasaki showed similar and partially even higher occurrences of such abnormalities (Table 4, right part). The respective investigations were continued and by the year 2016 more than 300,000 children have been screened in Fukushima Prefecture, resulting in the observation that approximately 50% showed solid nodules or cysts. Until the end of the year 2014, 110 thyroid cancers had been identified. Comparing the thyroid doses in Japan with those in Belarus and Northern Ukraine after the Chernobyl accident which have meanwhile caused more than 5,000 additional thyroid cancers, it appears highly unlikely that the observations in Japan are related to the radiation exposure. There are a lot of open scientific questions regarding this issue. The problem was recently commented in Science under the headline “Epidemic of fear” (Normile 2016).

Fukushima Prefecture			Prefectures Aomori, Yamanashi, Nagasaki		
Children aged 0 – 18 years			Children aged 3 – 18 years		
Status	No of children	fraction	Status	No of Children	fraction
A1	24.468	64,2 %	A1	1855	42,5 %
A2	13.460	35,3 %	A2	2466	56,5 %
B	186	0,5 %	B	44	1 %
C	0	0 %	C	0	0 %

Table 4: Results of ultrasonic examination of thyroids of children in studies in Fukushima Prefecture by Nagataki et al. (2012) and in the prefectures Aomori, Yamanashi, and Nagasaki by Taniguchi et al. (2013). Categories: A1 without nodules or cysts, A2 with nodules less than 5,0 mm and/or cysts less than 20,0 mm; B with nodules greater than 5,1 mm and/or cysts greater than 20,1 mm; C immediate further examination required.

Summarizing the health implications the UNSCEAR (2014) report stated

- No radiation-related deaths or acute diseases have been observed among the workers and general public exposed to radiation from the accident.
- The doses to the general public, both those incurred during the first year and estimated for their lifetimes, are generally low or very low.
- No discernible increased incidence of radiation-related health effects are expected among exposed members of the public or their descendants.
- The most important health effect is on mental and social well-being, related to the enormous impact of the earthquake, tsunami and nuclear accident, and the fear and stigma related to the perceived risk of exposure to ionizing radiation.
- Effects such as depression and post-traumatic stress symptoms have already been reported. Estimation of the occurrence and severity of such health effects are outside the Committee’s remit.

Psychological and social consequences

One of the important lessons learnt from Fukushima accident is that psychological and social consequence of such an accident may by far outweigh the direct radiation-induced health consequences. In June 13, 2012 the ASAHI SHIMBUN reported about a survey of evacuees on mental health issues related to the disaster. It was estimated that 20 percent were likely to be in need of counseling. Regarding children who were junior high school students or younger, 18 percent of the 13,000 who responded were considered likely to need some form of assistance or counseling in the future. The figure was reported to be nearly twice as high as the percentage for children under normal circumstances. On the adult side, 24 percent of the 35,000 people who responded to the survey were deemed to be in a high-risk category regarding mental health issues.

Similar effects have already been observed after the Chernobyl accident. Post-traumatic stresses, the loss of homes, of the economical basis and of the social structure find their manifestation in physical health problems which are not induced by radiation. One observes so-called learnt helplessness which is amplified by social stigmatization and marginalization. In the meantime, the term “Fukushima hibakusha” is used in Japan for the survivors assigning them to the same degrading status as the hibakusha of the atomic bombings at Hiroshima and Nagasaki.

Conclusion

There was a lot of good fortune in the course of the accident for the Japanese people. In spite of a lot of possible criticism, the accident was handled sufficiently well by the authorities if one considers the conditions after the natural disaster. However, the communication with the public was a disaster though information was widely spread. There was no understanding of the information and no trust in the government.

The radiation exposures remained relatively low, no deterministic effects occurred and the likelihood of future stochastic health effects is low. However, the social and psychological consequences will stay for long. The clean-up of the highly contaminated regions is still going on and its final success is not really foreseeable.

Several lessons had to be learnt by the international community. Major reactor accidents may happen. Emergency preparedness has to account for combined natural disasters and reactor accidents. Psychological and social aspects have to be taken into account in emergency preparedness. Emergency measures have to be discussed with the public before an accident occurs; after an accident it is too late. These will be some of the important task for radiation protection, regulators, practitioners and scientists – worldwide.

References

- Chino M. et al. (2011) Preliminary estimation of release amounts of ^{131}I and ^{137}Cs accidentally discharged from the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant into the atmosphere. *J. Nucl. Sci. Techn.* 48, No. 7, 1129 – 1134.
- GRS (2015) Fukushima Dai-ichi, 11. März 2011, Unfallablauf, Radiologische Folgen, 4. Auflage, <http://www.grs.de/publikation/grs-s-55-fukushima-bericht-2015>.
- IAEA (2000) TEC-DOC-1162 Generic procedures for assessment and response during a radiological emergency; IAEA, Vienna.
- IAEA (2015) The Fukushima Dai-ichi Accident, STI/PUB/1710, IAEA, Vienna, <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10962/The-Fukushima-Dai-ichi-Accident>.

- Michel R. (2011): Radioecological aspects of the reactor accident in Fukushima, 19th Nuclear Medical Defense Conference Munich, Germany, May 16th to 19th, 2011, http://www.irs.uni-hannover.de/uploads/tx_tkpublikationen/dufascha.pdf.
- Michel R. et al. (2015) Retrospective dosimetry of Iodine-131 exposures using Iodine-129 and Caesium-137 inventories in soils. *J. Environmental Radioactivity* 150, 20-35.
- Momose T. et al. (2012) Whole-body counting of Fukushima residents after the TEPCO Fukushima Dai-ichi Nuclear Power Station accident (NIRS-PID:20030732) NIRS-M-252, pp. 67 – 82, National Institute of Radiological Sciences.
- Nagataki S. (2012) Thyroid consequences of the Fukushima nuclear reactor accident. *Eur. Thyroid J.* 1: 148 – 158 DOI: 10.1159/000342697.
- Normile D. (2016) Epidemic of fear, *Science* 351/6277, pp. 1022 – 1023.
- Sato O. et al. (2013) Ingestion doses from the analysis of 200 total-diet meals from Fukushima Prefecture in winter 2011/12 and summer 2012. *J. Radiol. Prot.* 33, 823-838.
- SSK (1987) Band 07: Auswirkungen des Reaktorunfalls in Tschernobyl auf die Bundesrepublik Deutschland; Aktivitätskonzentrationen in der Bundesrepublik Deutschland. Empfehlungen zur Begrenzung der Strahlenexposition. Strahlenexposition der Bevölkerung und Bewertung. Bericht der SSK. ISBN 3-437-11147-7.
- SSK (2006) 20 Jahre nach Tschernobyl – Eine Bilanz aus Sicht des Strahlenschutzes. Berichte der SSK, Heft 50: www.ssk.de.
- Taniguchi N. et al. (2013) Ultrasonographic thyroid nodular findings in Japanese children. *J. Medical Ultrasonic* 40; 219 – 224, DOI: 10.1007/s10396013-0456-1.
- Tokonami S. et al. (2012) Thyroid doses for evacuees from the Fukushima nuclear accident. *Nature Sci. Rep.* 2, 507; DOI: 10.1038/srep00507.
- UNSCEAR (2000) United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation UNSCEAR 2000 Report to the General Assembly, with scientific annexes. Volume II: Effects, Annex J. Exposures and effects of the Chernobyl accident, United Nations, New York, <http://www.unscear.org/docs/reports/annexj.pdf>.
- UNSCEAR (2014) UNSCEAR 2013 Report, Volume I, Report to the General Assembly, Scientific Annex A: Levels and effects of radiation exposure due to the nuclear accident after the 2011 great east-Japan earthquake and tsunami, United Nations, New York, http://www.unscear.org/docs/reports/2013/13-85418_Report_2013_Annex_A.pdf.
- UNSCEAR (2015) Developments since the 2013 UNSCEAR report on the levels and effects of radiation exposure due to the nuclear accident following the great East-Japan earthquake and tsunami, United Nations, New York. http://www.unscear.org/docs/reports/2015/Fukushima_WP2015_web_en.pdf.
- WHO (2013) Health risk assessment from the nuclear accident after the 2011 Great East Japan Earthquake and Tsunami based on a preliminary dose estimation, http://www.who.int/ionizing_radiation/pub_meet/fukushima_risk_assessment_2013/en/.

Prof. Dr. Rolf Michel
 Institut für Radioökologie und Strahlenschutz,
 Leibniz Universität Hannover
 Herrenhäuser Str. 2
 Gebäude 4113
 30419 Hannover
michel@irs.uni-hannover.de; www.irs.uni-hannover.de

Monolithic Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells

Steve Albrecht¹, Michael Saliba², Juan-Pablo Correa-Baena², Klaus Jäger¹, Lars Korte¹, Anders Hagfeldt², Michael Grätzel², and Bernd Rech¹, ¹Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH, ²Swiss Federal Inst. of Technology (EPFL) Lausanne

ABSTRACT

Silicon photovoltaics is one of the most important solar energy conversion technology. Improving silicon solar cells, however, is becoming increasingly challenging as this technology approaches its practical efficiency limit. Organic–inorganic perovskite materials, such as $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$, have become attractive for tandem cell integration with crystalline silicon (c-Si), because the combination of perovskite and silicon optical band gaps is well suited for harvesting the solar spectrum. The perovskite/c-Si tandem technology can offer an inexpensive option to boost state-of-the-art silicon single junctions well above the practical limit. Additionally, due to the high voltage at the maximum power point, this tandem design is suitable for low-cost water splitting and CO_2 reduction. So far, the highest reported perovskite solar cells require high temperature processing ($>500^\circ\text{C}$) incompatible with the currently best performing silicon technology: the silicon heterojunction (SHJ). Here, we highlight the effort that has been undertaken with regard to this monolithic tandem technology and we present a monolithic, 2-terminal perovskite/SHJ tandem solar cell with a planar perovskite top-cell using a low temperature electron selective contact in combination with a SHJ bottom cell. Our tandem cell enables close to 20% efficiency in the reverse scan and 18% stabilized power output. We furthermore perform optical simulations on experimentally relevant tandem stacks that give guidelines to achieve efficiencies above 28%, even with flat interfaces in the absence of light trapping schemes.

INTRODUCTION

Solar cells made from organic-inorganic perovskites, such as methylammonium-lead-triiodide ($\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$), have shown tremendous power conversion efficiency (PCE) enhancements from 3.8 to over 22% during the last six years.¹⁻³ No other solar cell technology has shown such spectacular improvements in a comparable time frame.^{4,5}

Organic-inorganic perovskite materials are promising solar cell absorbers as they show unique optoelectronic properties and can be processed from solution enabling low cost, high throughput fabrication at low temperatures on flexible substrates.^{6,7} Organic-inorganic perovskites typically show the ABX_3 structure that is illustrated in Figure 1. Here, A is the organic cation that is most often methylammonium or formamidinium, or a mixture of both. Recently the organic cation was frequently partially exchanged by the inorganic cation caesium.^{8,9} B is the central metal, e.g. lead or tin, that is surrounded by X, the octahedral halide, e.g. iodine, bromine, chlorine, or a mixture of the halides.

The optical band-gap of the commonly used $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$ is 1.57 eV and can be tuned via halide replacement¹⁰ or cation exchange.¹¹ The perovskite material has a high absorption coefficient across the entire visible range together with a sharp onset and very low absorption of sub band-gap features.¹² Hence, a perovskite layer thickness of around 500 nm is sufficient to absorb a very high portion of the incident visible light⁵ and transmits a high fraction of NIR light. The exciton binding energy at room temperature is negligible,¹³ and the carrier diffusion length exceeds the active layer thickness.^{14,15} Also, charge transport across the entire active

layer is not limiting the device performance with a charge carrier mobility in the order of $10 \text{ cm}^2/\text{Vs}$.^{16,17} Due to the strongly reduced recombination in the bulk^{16,18} and at the surface,¹⁹ the free charge carriers that are formed directly upon photoexcitation are efficiently extracted from the device. This enables internal quantum efficiencies close to 100%,²⁰ a high fill factor (FF) above 80%, and open circuit voltage (V_{oc}) only 400 mV below the potential of the optical band-gap,²¹ resulting in a record efficiency above 22%.³

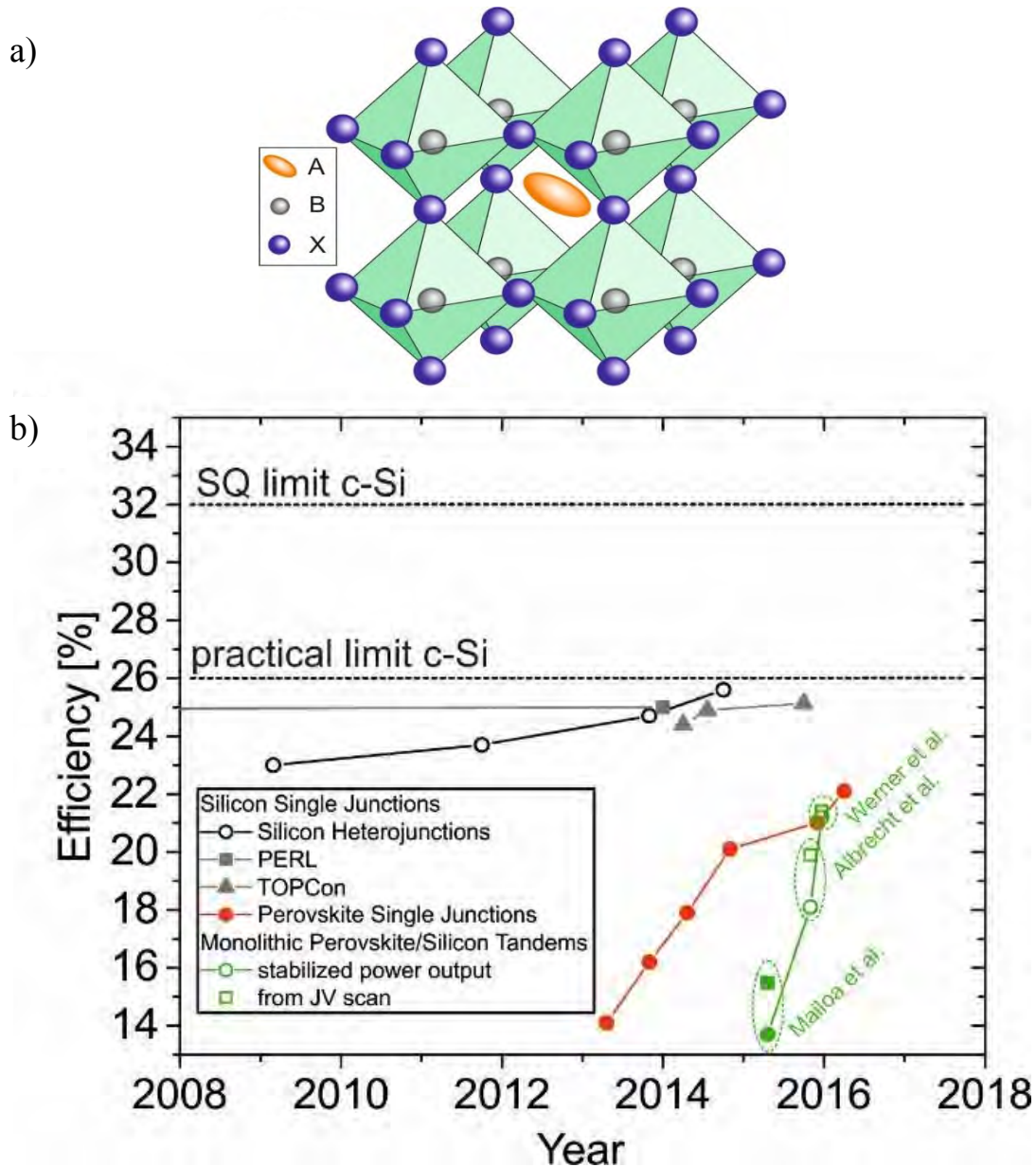


FIG. 1: (a) Schematic ABX_3 crystal structure of organic-inorganic perovskites with A being the organic cation (methylammonium, formamidinium), B the metal (lead, tin) and X the halide (iodine, bromine, chlorine). (b) Certified or published record efficiencies over time for various PV technologies including silicon and perovskite single junctions according to Refs. 3,5,22-24 together with the published monolithic perovskite/silicon tandem cells according to Refs. 25-27. Filled symbols refer to device designs using $>200^\circ\text{C}$ temperature during device processing. Open symbols refer to low temperature ($<200^\circ\text{C}$) processing routes.

These unique optoelectronic properties make organic-inorganic perovskites perfect candidates for tandem cell integration in combination with crystalline silicon (c-Si). In the c-Si/perovskite tandem cell, higher energy photons are absorbed by the perovskite sub-cell and converted at a high voltage without significant losses from thermalization. Infrared photons are transmitted through the perovskite and photo-generate free charges in the c-Si sub-cell. Thus, a wide spectral range up to 1.12 eV, defined by the band-gap of c-Si, can be covered by the tandem cell. This tandem design has a detailed-balance limit of ca. 40%,²⁸ hence overcoming the Shockley-Queisser limit for silicon single junctions of around 32%.²⁹

The monolithic (2-terminal) integration of perovskite and c-Si has several advantages. First, the number of contacts that enable lateral current flow is lower than in a 4-terminal device. Therefore, less conductive layers can be applied in the interconnection contact that have less parasitic absorption effects. Secondly, only one substrate, i.e. the silicon wafer itself is used during production, which may reduce processing costs. Thirdly, the tandem device operates at a higher voltage with a lower current, when both sub-cells are connected in series, which further enables fewer losses from series resistance. Finally, only one electrical circuit is needed which makes the use of only one junction box and inverter necessary. However, this design may have the disadvantage of being affected by spectral changes or different angles of incident of the sunlight during operation. When the device is optimized such that current matching is realized under AM 1.5G at normal incidence, the photocurrent under real non-optimized conditions might be limited by one of the sub-cells producing less current. Furthermore, processing in a monolithic stack is more complex as in 4-terminal tandem cell with independently processed substrates. The range of processing parameters, e.g. temperature and solubility, in the monolithic architecture is restricted by the stability of the layers underneath.

SUMMARY OF RESULTS

The first monolithic perovskite/c-Si tandem was realized by Mailoa, Bailie and co-workers and published in March 2015.²⁵ They used a diffused silicon homojunction cell with an intermediate tunnel recombination contact formed by highly n-doped amorphous hydrogenated silicon, (n⁺⁺)a-Si:H that was deposited on the diffused p⁺⁺ emitter and then partially crystallized in a high temperature step. Silver nanowires were implemented as top contact, similar to the 4-terminal device, in a previous publication by Bailie et al.³⁰ This resulted in a stabilized efficiency of 13.7% with a V_{oc} of 1.56 V. This efficiency is lower than that of their reported 4-terminal device, which is partially caused by the parasitic light absorption of the doped spiro-OMeTAD layer.²⁵ The parasitic absorption complicates the realization of current matching, being a prerequisite to achieve high efficiencies in monolithic tandem cells.

Most of the high efficiency perovskite single junctions use compact and/or mesoporous TiO₂ that is typically sintered at high temperatures of 500°C. Devices employing this mesoporous TiO₂ scaffold yielded the highest power conversion efficiencies (PCEs) up to date,^{5,9} with least pronounced hysteretic behaviour as compared to planar devices without the use of mesoporous TiO₂.² Unfortunately such a high temperature is not suitable for a-Si:H/c-Si silicon heterojunction (SHJ) cells. Owing to the high surface passivation quality induced by (i)a-Si:H, SHJ solar cells can have high open circuit voltages up to 750 mV,²² which is significantly higher as compared to diffused homojunction cells showing a maximum V_{oc} around 700 mV. However, a major limitation is the thermal stability of a-Si:H: The hydrogen, which passivates the amorphous network, becomes mobile at around 200°C and eventually effuses, reducing the passivating quality of the a-Si:H/c-Si interface and thus the device performance. Therefore, in the monolithic integration of perovskite and SHJ solar cells, high temperature sintering of the mesoporous or compact TiO₂ layer is not feasible. One option to

solve this problem would be a planar, i.e. mesoporous-free perovskite sub-cell with an electron-selective contact processed at low temperatures. However, there are only a few reports showing planar, low-temperature devices with a stabilized high efficiency output in the regular device architecture in which the electron selective contact is processed on top of the transparent conductive oxide (TCO).³¹⁻³³ Recently, a new approach for manufacturing planar perovskite solar cells at temperatures below 120°C using atomic layer deposited (ALD) SnO₂ as electron selective contact was developed by Correa-Baena and coworkers.³⁴ Almost hysteresis-free solar cells with PCEs over 18% efficiency, being fully compatible with silicon heterojunctions, were realized.³⁴

We combined the planar perovskite single junction with SnO₂ electron selective contacts formed by ALD, as developed by Correa-Baena and co-workers, with a silicon heterojunction into a monolithic tandem cell. In October 2015, we published the monolithic perovskite/silicon heterojunction tandem solar cell that was processed at low temperatures.²⁷ Figure 2(a) schematically displays the device design: a double-side polished n-type silicon wafer was used to fabricate the silicon bottom cell. Thin layers of intrinsic and doped a-Si:H were deposited via plasma enhanced chemical vapour deposition (PECVD), in order to form a p-n junction and back surface field (BSF) on the front and rear of the wafer, respectively. Next, an indium tin oxide (ITO) layer, which connects both sub cells, was deposited on the front side by means of sputtering through shadow masks. The back side was fully covered with aluminium-doped zinc oxide (AZO) and silver, both deposited by sputtering. On the front side, SnO₂ was deposited via ALD. The perovskite was processed by a one-step spinning process and the doped spiro-OMeTAD layer by spin coating. Then a MoO₃ layer was deposited via thermal evaporation as a buffer layer and finally the top ITO contact is sputtered through the same shadow mask as used for the first ITO layer connecting both sub-cells. Both ITO layers are aligned exactly on top of each other. The active area is defined by the aligned ITO areas, as indicated by the red dashed lines in Figure 2(a). To reduce the reflection at the air/front ITO interface, LiF was thermally evaporated onto the finished cell.

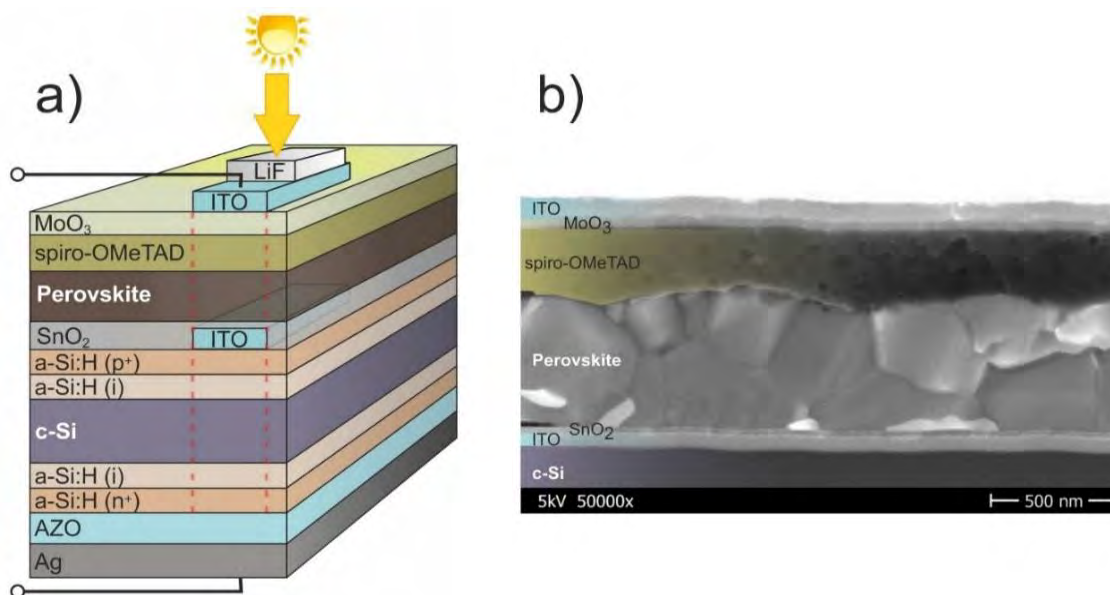


FIG. 2: (a) Schematic device design of the silicon heterojunction/perovskite tandem solar cell. The red dashed line indicates the active area. (b) Cross sectional scanning electron micrograph of a typical monolithic tandem solar cell. (Reproduced from Ref. 27 with kind permission from The Royal Society of Chemistry.)

Figure 2(b) displays a previously published scanning electron micrograph (SEM) cross section image of the upper part of the tandem cell structure.²⁷ The individual layers can be clearly identified. In the very bottom of the image, the silicon wafer is found. On top, the interconnecting contact formed by ITO and SnO₂ is seen. The perovskite crystals show vertical sizes of several hundreds of nanometres. Some crystals extend throughout the complete film, for example on the left side of the image. The spiro-OMeTAD layer covers the perovskite film uniformly and the transparent top contact formed by MoO₃ and ITO completes the device.

In the monolithic tandem device, light travels through the top contact and the spiro-OMeTAD layer before being absorbed in the perovskite layer. This is different from typical perovskite single-junction geometries.³⁵ Doped spiro-OMeTAD has broad absorption peaks at 380 nm and 500 nm,³⁶⁻³⁸ which cause observable parasitic absorption²⁵ and reduce the photocurrent, especially below 400 nm. Figure 3(b) displays the external quantum efficiency (EQE) spectra for the monolithic tandem cell, recorded with bias light to selectively address the sub-cells. The overall EQE is 60-78%; especially in long wavelength range interference fringes are detected. Also indicated is the integrated current calculated from the EQE spectra assuming AM 1.5G illumination for each sub-cell. Comparing the currents generated from the sub-cells, it follows that the silicon sub-cell is the current limiting one. Both sub-cells together generate a short-circuit current density (J_{sc}) of 28.7 mA/cm², which is lower than the J_{sc} of the reference silicon single junction cell (31 mA/cm²). Thus optical losses limit the tandem cell due to the flat interfaces and non-optimized layer thicknesses in the present cell design. The reflectivity shown in Figure 3(b) is rather high with ca. 10% reflection throughout the perovskite absorption range and up to 25% in the NIR regime, especially when no anti-

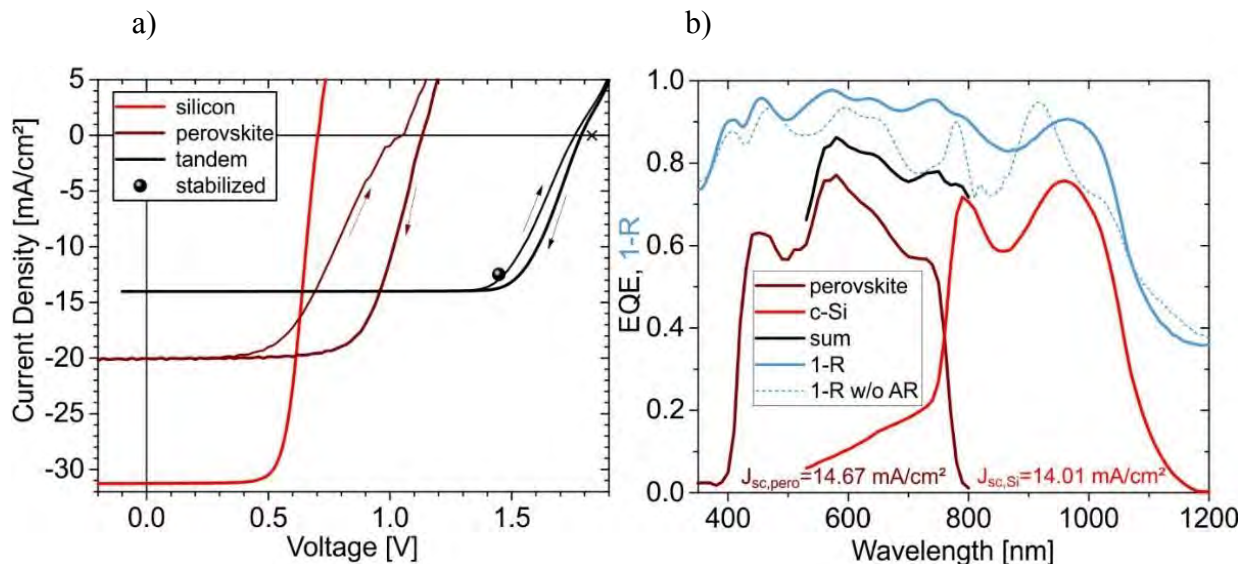


FIG. 3: (a) *JV* characteristics: The red line shows the characteristics of the silicon single junction cell and the brown line corresponds to the perovskite reference single junction cell with non-transparent Au contacts in forward and reverse scan (as indicated by the arrows). The black curve shows values for the monolithic tandem cell with additional LiF anti-reflectance (AR) coating. The black cross indicates the sum of the V_{oc} of the reference single-junctions (b) External quantum efficiency (EQE) of the individual sub-cell in the monolithic tandem device with AR coating. Also shown are the sum of the individual EQE spectra, the currents from integration of the EQE, and 1-R of the complete monolithic stack with and without AR coating. (Reproduced from Ref. 27 with kind permission from The Royal Society of Chemistry.)

reflectance (AR) layer is used. The transparent and low refractive index material lithium fluoride (LiF) strongly reduces the reflection losses at the air/ITO interface and enhances the photocurrent in the silicon sub-cell by about 1.5 mA/cm². With the AR coating, the sub-cells are almost current matched with current densities of 14.7 and 14.0 mA/cm² for the perovskite and silicon sub-cell, respectively, under AM 1.5G illumination.

Device	J_{sc} (EQE) ^a [mA/cm ²]	J_{sc} [mA/cm ²]	V_{oc} [mV]	FF [%]	PCE [%]
Tandem Cell:	14.67 / 14.01				
reverse scan ^b		11.8	1785	79.5	16.8
forward scan ^b		11.8	1759	77.3	16.1
reverse scan ^c		14.0	1785	79.5	19.9
forward scan ^c		14.0	1759	77.3	19.1
stabilized efficiency ^d					18.1
Single Junctions:^e					
Silicon (1 cm ²) ^f		31.3	703	71.4	15.7
perovskite reverse ^g		20.1	1130	68.3	15.5
perovskite forward ^g		20.1	1048	49.3	10.4

Table 1: Performance data of the best performing tandem device with AR coating and of the single junctions for comparison. Due to hysteresis of the perovskite solar cells, different bias scanning directions were used at a scan rate of 500mV/s from V_{oc} to J_{sc} (reverse) and from J_{sc} to V_{oc} (forward), respectively. (Reproduced from Ref. 27 with kind permission from The Royal Society of Chemistry.)

^a from integration of the EQE of the respective sub-cell measured with background bias light, 1st value: perovskite, 2nd value: silicon; ^b measured with an aperture mask under simulated AM 1.5G illumination calibrated to 100 mW/cm²; ^c the measured J_{sc} is adjusted to match the value of the limiting sub-cell as determined from the EQE spectra (see text); ^d the stabilized efficiency is deduced from the current transient measurements at $V_{MPP} = 1.45$ V; ^e single reference junctions in standard device configuration; ^f 1 cm² active area with metal grid; ^g 0.25 cm² active area with non-transparent Au contacts.

Figure 3(a) shows our recently published JV characteristics,²⁷ measured for the monolithic tandem cell and the reference single-junctions, i.e. the silicon heterojunction and the perovskite cell in standard configuration with opaque gold electrode. The corresponding performance data can be found in Table 1. The device design of the silicon heterojunction reference cell is comparable to that used in the tandem configuration except that a metal grid on top of the ITO is applied to effectively collect the current from the complete active area (1 cm²). The planar wafer that is used here leads to several mA/cm² lower J_{sc} as compared to standard SHJ cells,³⁹ since the light trapping induced by a random pyramid texture on the wafer in such cells is absent here. Also, the V_{oc} and FF are reduced with respect to our textured reference cells. This is most likely due to different PECVD growth conditions of the a-Si:H on flat wafers, leading to a decreased a-Si:H/c-Si interface passivation and reduced conductivity/increased contact resistance.

The perovskite single junction fabricated on glass/ITO substrates achieved a high V_{oc} of 1.13 V, comparable to the high values reported when utilizing a SnO_2 electron selective contact that is energetically well aligned with the conduction band of the perovskite.³⁴ Together with a FF of 68.3% and a J_{sc} of 20.1 mA/cm^2 this results in an efficiency of 15.5%. The high V_{oc} of the perovskite single junction is beneficial for the tandem device. However, a more pronounced hysteresis is measured for the perovskite cell on ITO as compared to FTO electrodes.³⁴ The hysteresis at a scan rate of 500 mV/s reduces the V_{oc} and especially the FF when scanning the JV characteristics in forward (short circuit to open circuit) sweep direction. A pronounced hysteresis in perovskite solar cells was attributed to ion migration.⁴⁰⁻⁴⁴ Due to the hysteresis, the V_{oc} and the FF are reduced to 1.05 V and 49.3%, respectively when scanning in forward direction, resulting in an efficiency of the perovskite single junction of 10.4% in forward scan direction.

Interestingly, we found that the influence of the hysteresis in the perovskite sub-cell on the tandem cell characteristics is less pronounced. This finding could potentially be caused by different morphological features on the silicon versus ITO/glass substrate which may affect the ionic movement dynamics. Furthermore, assuming that the hysteresis is originated by ion migration that is field driven, an altered electrical field distribution within the perovskite sub-cell in the monolithic tandem under operation could possibly change the hysteresis behaviour.⁴⁴ The tandem cell exhibits a V_{oc} of 1.785 V which is slightly below the sum of the V_{oc} of both sub-cells in its single junction reference configuration (1.83 V, indicated by the cross in Figure 3). Thus, the measured V_{oc} of the tandem cell is close to the potential value as defined by the respective single junction architectures. Interestingly, the tandem-cell FF of 79.5% is significantly higher than that of both reference single junctions. Using the current calculated from the EQE spectra of the limiting sub-cell (silicon), the efficiency of the tandem in backward scan is 19.9% and the stabilized efficiency using the current measured at MPP over time yields 18.1%. The tandem device also shows a decent stability as almost no difference in the JV characteristics can be found after storing the non-encapsulated tandem devices in inert atmosphere for three months (data not shown). Note that the current measured under the sun simulator calibrated to 100 mW/cm^2 is slightly smaller as compared to the integrated EQE spectra (see Table 1). This is caused by the shadowing from the soft contact fingers reducing the current that can be generated in the tandem cell when measuring the JV curve, i.e. the current of the limiting sub-cell. In EQE measurements, the monochromated beam size is smaller than the aperture area and thus no shadowing from the contact fingers occurs. Therefore, it is correct to estimate the efficiency using the current calculated from the EQE spectrum of the limiting sub-cell to be the J_{sc} of the tandem.

Just two months after we published our monolithic perovskite/silicon heterojunction tandem cell, Werner and co-workers achieved an even higher efficiency with a comparable tandem architecture.²⁶ They also used a silicon heterojunction together with a perovskite cell that has a low temperature electron selective contact, namely the fullerene derivative PCBM. PCBM is known to reduce the hysteretic behaviour of perovskite solar cells.³¹ Indeed, the tandem cell presented by Werner et al. showed a strongly reduced hysteresis. In addition, they used a textured AR foil to reduce surface reflection and to enhance the photocurrent in parallel. With that, they reached 21.4% from the current voltage scan and a just slightly lower stabilized power output of 21.2%.²⁶

The efficiency evolution of monolithic perovskite/silicon tandem cells from 14 to over 21% during only one year, is remarkable. However, the experimentally realized efficiency is still far below the efficiency expected from fundamental optical simulations.^{45,46} In order to develop an experimental guideline to optically optimize the tandem design further, we have conducted experimentally relevant optical simulations of the monolithic tandem stack utilizing a transfer-matrix approach.⁴⁷ Using a simulated annealing algorithm, we varied the

layer thickness of the perovskite top-cell in the experimentally relevant range (see Figure 4, legend) to find layer-thickness combinations leading to the highest possible photocurrent density under current matching conditions. The layer thicknesses of the silicon heterojunction were kept constant.

Figure 4 displays the absorption (as areas stacked on top of each other, not as a spectrum) of the individual layers in the optically optimized tandem stack that uses the layer thicknesses as indicated in the legend. A rather thin (290 nm) perovskite layer and a thin (thinner than in our experiment) intermediate ITO thickness of 26 nm yields the optimized and matched photocurrent of 17.5 mA/cm² even in the absence of any additional light trapping scheme. This photocurrent can be generated under the assumption that all photons absorbed in the individual sub-cell at the given wavelength generate charges that can be collected at short circuit conditions, which is a good approximation for silicon heterojunctions and perovskite cells.^{20,48}

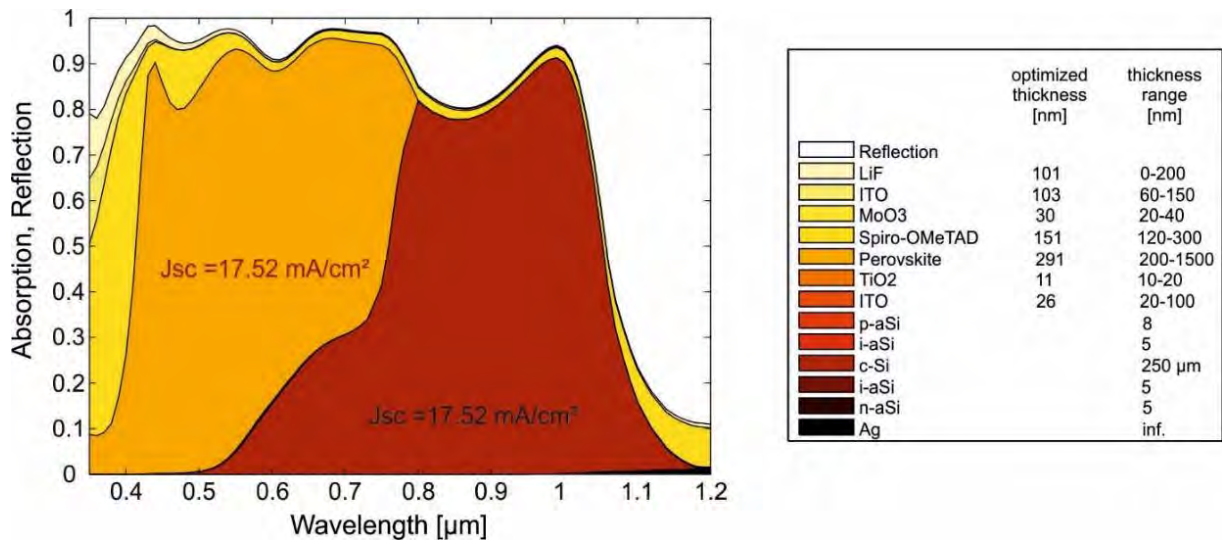


FIG. 4: Breakdown of absorption and reflection vs. wavelength from simulations of monolithic tandem cells under illumination in normal incidence, in which all thicknesses of the perovskite sub-cell and the contact layers have been optimized in experimental relevant thickness ranges (see legend) to get the highest photocurrent density at current matching.

The thin perovskite layer in the optimized tandem stack is necessary as a high portion of light between 600 and 750 nm needs to be transmitted into the silicon bottom cell to achieve current matching. However, this is energetically unfavourable as these photons undergo large thermalization losses. In order to energetically optimize the tandem stack, the optical band-gap of the perovskite needs to be increased.

It was proposed that the optimal band-gap of the perovskite when combined with c-Si in a tandem cell is around 1.74 eV,⁴⁹ which is in agreement with calculations based on the detailed balance limit for tandem cells with different optical band-gaps.²⁸ Recently, McMeekin and co-workers demonstrated that a photostable perovskite based on mixtures of caesium and formamidinium as well as iodide and bromine can be employed to tune the band-gap to 1.74 eV enabling a high V_{oc} of 1.2 eV.⁴⁹

In Figure 5, optical simulations with different perovskite band-gaps are shown. For each band-gap the current-matched J_{sc} is optimized via the thickness optimization routine already used in Figure 4. Interestingly we find that when increasing the band gap from 1.56 eV

towards 1.7 eV in the simulation, the J_{sc} of the tandem cell is not altered. This is caused by the higher optimized thickness that is necessary for the higher band-gap perovskite, as indicated by the orange data points in Figure 5b, left axis. With that, the absorption-onset of the perovskite is sharper and less photons above the perovskite band-gap are transmitted to the silicon for higher band-gaps, leaving the sum of photocurrents of both sub-cells unchanged. This is indicated by the white and grey lines in Figure 5a. Further increasing the band-gap well above 1.7 eV will result in a limitation of the perovskite absorption also for very thick perovskite films with a thickness above 1500 nm, which was set as the maximum experimentally relevant thickness in the simulation (indicated by the orange dashed line in Figure 5(b)). Note that efficient devices with thicknesses up to 3 μm were shown recently utilizing blade coating.⁵⁰ However, further increasing the perovskite thickness from 1.5 to 3 μm for a band gap of 1.78 eV did not significantly enhance the tandem J_{sc} . Thus, the optimum between high J_{sc} and high V_{oc} is found for a band-gap of 1.73 eV (corresponding to an absorption onset of 715 nm) for which 17.48 and 17.47 mA/cm² can be generated in the perovskite and silicon sub-cell, respectively.

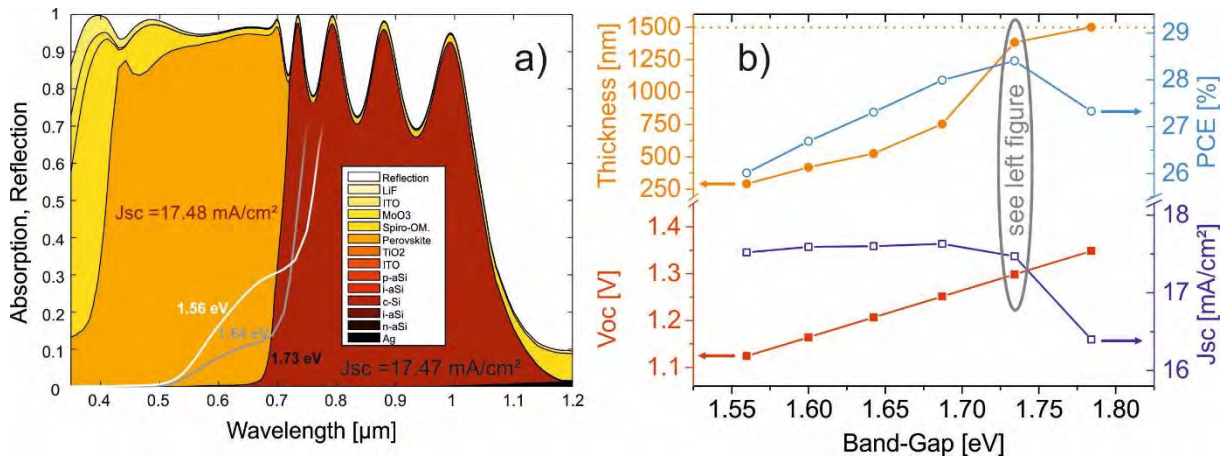


FIG. 5: a) Breakdown of absorption and reflection vs. wavelength from simulations of monolithic tandem cells under illumination in normal incidence, with an optimized perovskite band-gap of 1.73 eV. The thickness of all top-cell layers was optimized within the thickness range presented in Figure 4 to realize the highest photocurrent density. The white and grey lines show the absorption onset of the perovskite sub-cell in tandem stacks with perovskite band-gaps of 1.56 eV and 1.64 eV as indicated. b) Left scale: V_{oc} and optimized film thickness of the perovskite sub-cell. Right scale: J_{sc} and tandem cell efficiency as a function of the used perovskite band-gap. For the efficiency calculation a FF of 81% and a silicon V_{oc} of 709 mV in tandem geometry was assumed.

Based on the experimentally found V_{oc} of 1.13 V for single junction devices, which has been shown for $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$ based devices with EQE onsets around 800 nm,³¹ the V_{oc} of the perovskite sub-cells with higher band gaps is estimated. Here it is assumed that the higher energy of the optical band-gap directly translates into a higher V_{oc} . Note that this has not yet been realized experimentally for a broad optical band-gap range.⁵¹ In the simulation, we include a slight decrease of the perovskite sub-cell V_{oc} in the tandem design of about 6 mV due to the reduced photocurrent generation as compared to the single junction configuration. Further assuming a SHJ V_{oc} of 730 mV in single junction configuration, the V_{oc} in the bottom cell will be reduced by around 21 mV due to the reduced J_{sc} in the tandem. To calculate efficiencies, we assume a FF of 81% which is just slightly above the experimentally achieved record value (data not shown). This results in efficiencies of the tandem device as high as

28.4% for the optimized band gap and thickness combination. Figure 5(a) displays the absorption and reflection for a simulated tandem cell with the optimized band-gap of 1.73 eV and 1383 nm perovskite thickness. For thicker perovskite layers, the absorption edge at the perovskite band gap is very sharp and therefore enables to have current matching at higher band-gaps. In addition, the number of interference fringes increases and with that the overall reflection loss is slightly enhanced for thicker perovskite layers.

CONCLUSION

In conclusion, we reported on the experimental effort aiming at a highly efficient monolithic silicon heterojunction/perovskite tandem solar cell and we summarized different publications showing the tremendous efficiency evolution from 14 to over 21% for this interesting tandem design. In our approach, we combined a planar perovskite sub-cell with SnO₂ as the low temperature electron selective contact formed by ALD and a planar silicon heterojunction. With that we realized a high open circuit voltage between 1.76 and 1.78 V and a fill factor close to 80% that resulted in close to 20% efficiency in reverse scan and 18.1% stabilized efficiency. Importantly, the tandem cell shows an improved efficiency as compared to the reference single junction devices. This result can be further improved as the presented device design is limited by the insufficient absorption in the silicon bottom cell due to losses from reflectance and parasitic absorption. Therefore, we additionally reported on the optical optimization of the tandem cells to present a clear strategy for further device optimization. To further optimize the current matching, we performed optical simulations in which all film thicknesses of the top-cell and its functional layers were optimized to yield the highest photocurrent density in both sub-cells. We have shown that the optimum layer thickness combination is different from the experiment, and it should be possible to produce a high current-matched photocurrent density of around 17.5 mA/cm for this tandem design. We further studied the influence of an increasing perovskite band-gap on the tandem performance in detail and found the optimized band-gap for this device architecture to be around 1.73 eV, using experimentally relevant parameters and the typical parasitic absorption of e.g. spiro-OMeTAD. At this perovskite band-gap, the open circuit voltage should be enhanced to 1.3 V, provided that the energetic increase in band-gap can be directly translated into a higher open circuit voltage. Together with the assumption of a fill factor of 81%, this would result in a planar monolithic tandem cell with an efficiency of 28.4%. The presented results clearly demonstrate the potential of this fascinating type of tandem architecture that has the potential to overcome 30% efficiency when effective light-trapping schemes are implemented.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Thomas Lußky, Erhard Conrad, Kerstin Jacob, Mona Wittig Tobias Hänel, and Karolina Mack from HZB as well as Manuel Hartig from TU Berlin for technical assistance. Marko Jost, Felix Lang and Lukas Kegelmann are acknowledged for lab assistance. Financial support was provided by the European Union Seventh Framework Programme (FP7) through the MESO project (grant no. 604032) and by the Bavarian Ministry for Economics, Media, Energy and Technology through the joint project Hi-ERN.

REFERENCES

- 1) Zhou, H.; Chen, Q.; Li, G.; Luo, S.; Song, T.-b.; Duan, H.-S.; Hong, Z.; You, J.; Liu, Y.; Yang, Y. *Science* **2014**, *345*, 542.
- 2) Jeon, N. J.; Noh, J. H.; Kim, Y. C.; Yang, W. S.; Ryu, S.; Seok, S. I. *Nat Mater* **2014**, *13*, 897.

- 3) http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg, accessed 20-04-2016.
- 4) Kojima, A.; Teshima, K.; Shirai, Y.; Miyasaka, T. *Journal of the American Chemical Society* **2009**, *131*, 6050.
- 5) Yang, W. S.; Noh, J. H.; Jeon, N. J.; Kim, Y. C.; Ryu, S.; Seo, J.; Seok, S. I. *Science* **2015**, *348*, 1234.
- 6) Kaltenbrunner, M.; Adam, G.; Glowacki, E. D.; Drack, M.; Schwodiauer, R.; Leonat, L.; Apaydin, D. H.; Groiss, H.; Scharber, M. C.; White, M. S.; Sariciftci, N. S.; Bauer, S. *Nat Mater* **2015**, *14*, 1032.
- 7) Shin, S. S.; Yang, W. S.; Noh, J. H.; Suk, J. H.; Jeon, N. J.; Park, J. H.; Kim, J. S.; Seong, W. M.; Seok, S. I. *Nat Commun* **2015**, *6*, 7410.
- 8) Beal, R. E.; Slotcavage, D. J.; Leijtens, T.; Bowring, A. R.; Belisle, R. A.; Nguyen, W. H.; Burkhard, G. F.; Hoke, E. T.; McGehee, M. D. *The Journal of Physical Chemistry Letters* **2016**, *7*, 746.
- 9) Saliba, M.; Matsui, T.; Seo, J.-Y.; Domanski, K.; Correa-Baena, J.-P.; Mohammad K, N.; Zakeeruddin, S. M.; Tress, W.; Abate, A.; Hagfeldt, A.; Gratzel, M. *Energy & Environmental Science* **2016**, DOI: 10.1039/C5EE03874J.
- 10) Heo, J. H.; Song, D. H.; Im, S. H. *Advanced Materials* **2014**, *26*, 8179.
- 11) Eperon, G. E.; Stranks, S. D.; Menelaou, C.; Johnston, M. B.; Herz, L. M.; Snaith, H. J. *Energy & Environmental Science* **2014**, *7*, 982.
- 12) De Wolf, S.; Holovsky, J.; Moon, S.-J.; Löper, P.; Niesen, B.; Ledinsky, M.; Haug, F.-J.; Yum, J.-H.; Ballif, C. *The Journal of Physical Chemistry Letters* **2014**, *5*, 1035.
- 13) Miyata, A.; Mitiglu, A.; Plochocka, P.; Portugall, O.; Wang, J. T. W.; Stranks, S. D.; Snaith, H. J.; Nicholas, R. J. *Nature Physics* **2015**, *11*, 582.
- 14) Stranks, S. D.; Eperon, G. E.; Grancini, G.; Menelaou, C.; Alcocer, M. J. P.; Leijtens, T.; Herz, L. M.; Petrozza, A.; Snaith, H. J. *Science* **2013**, *342*, 341.
- 15) Xing, G.; Mathews, N.; Sun, S.; Lim, S. S.; Lam, Y. M.; Grätzel, M.; Mhaisalkar, S.; Sum, T. C. *Science* **2013**, *342*, 344.
- 16) Wehrenfennig, C.; Eperon, G. E.; Johnston, M. B.; Snaith, H. J.; Herz, L. M. *Advanced Materials* **2014**, *26*, 1584.
- 17) Xiao, Z.; Dong, Q.; Bi, C.; Shao, Y.; Yuan, Y.; Huang, J. *Advanced Materials* **2014**, *26*, 6503.
- 18) Tress, W.; Marinova, N.; Inganäs, O.; Nazeeruddin, M. K.; Zakeeruddin, S. M.; Graetzel, M. *Advanced Energy Materials* **2015**, *5*, DOI: 10.1002/aenm.201400812.
- 19) Yang, Y.; Yan, Y.; Yang, M.; Choi, S.; Zhu, K.; Luther, J. M.; Beard, M. C. *Nat Commun* **2015**, *6*, 7961.
- 20) Yang, B.; Dyck, O.; Poplawsky, J.; Keum, J.; Poretzky, A.; Das, S.; Ivanov, I.; Rouleau, C.; Duscher, G.; Geohagan, D.; Xiao, K. *Journal of the American Chemical Society* **2015**, *137*, 9210.
- 21) Bi, D.; Tress, W.; Dar, M. I.; Gao, P.; Luo, J.; Renevier, C.; Schenk, K.; Abate, A.; Giordano, F.; Correa Baena, J. P.; Decoppet, J. D.; Zakeeruddin, S. M.; Nazeeruddin, M. K.; Gratzel, M.; Hagfeldt, A. *Sci Adv* **2016**, *2*, e1501170.
- 22) Taguchi, M.; Yano, A.; Tohoda, S.; Matsuyama, K.; Nakamura, Y.; Nishiwaki, T.; Fujita, K.; Maruyama, E. *Photovoltaics, IEEE Journal of* **2014**, *4*, 96.
- 23) Masuko, K.; Shigematsu, M.; Hashiguchi, T.; Fujishima, D.; Kai, M.; Yoshimura, N.; Yamaguchi, T.; Ichihashi, Y.; Mishima, T.; Matsubara, N.; Yamanishi, T.; Takahama, T.; Taguchi, M.; Maruyama, E.; Okamoto, S. *Photovoltaics, IEEE Journal of* **2014**, *4*, 1433.

- 24) Glunz, S. W.; Feldmann, F.; Richter, A.; Bivour, M.; Reichel, C.; Steinkemper, H.; Benick, J.; Hermle, M. In *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg* 2015.
- 25) Mailoa, J. P.; Bailie, C. D.; Johlin, E. C.; Hoke, E. T.; Akey, A. J.; Nguyen, W. H.; McGehee, M. D.; Buonassisi, T. *Applied Physics Letters* **2015**, *106*, 121105.
- 26) Werner, J.; Weng, C. H.; Walter, A.; Fesquet, L.; Seif, J. P.; De Wolf, S.; Niesen, B.; Ballif, C. *J Phys Chem Lett* **2016**, *7*, 161.
- 27) Albrecht, S.; Saliba, M.; Correa Baena, J. P.; Lang, F.; Kegelmann, L.; Mews, M.; Steier, L.; Abate, A.; Rappich, J.; Korte, L.; Schlattmann, R.; Nazeeruddin, M. K.; Hagfeldt, A.; Grätzel, M.; Rech, B. *Energy Environ. Sci.* **2016**, *9*, 81.
- 28) Vos, A. D. *Journal of Physics D: Applied Physics* **1980**, *13*, 839.
- 29) Shockley, W.; Queisser, H. J. *Journal of Applied Physics* **1961**, *32*, 510.
- 30) Bailie, C. D.; Christoforo, M. G.; Mailoa, J. P.; Bowring, A. R.; Unger, E. L.; Nguyen, W. H.; Burschka, J.; Pellet, N.; Lee, J. Z.; Gratzel, M.; Noufi, R.; Buonassisi, T.; Salleo, A.; McGehee, M. D. *Energy & Environmental Science* **2015**, *8*, 956.
- 31) Tao, C.; Neutzner, S.; Colella, L.; Marras, S.; Srimath Kandada, A. R.; Gandini, M.; Bastiani, M. D.; Pace, G.; Manna, L.; Caironi, M.; Bertarelli, C.; Petrozza, A. *Energy & Environmental Science* **2015**, *8*, 2365.
- 32) Yuan, Z. C.; Wu, Z. W.; Bai, S.; Xia, Z. H.; Xu, W. D.; Song, T.; Wu, H. H.; Xu, L. H.; Si, J. J.; Jin, Y. Z.; Sun, B. Q. *Advanced Energy Materials* **2015**, *5*, DOI: 10.1002/aenm.201500038.
- 33) Ke, W.; Xiao, C.; Wang, C.; Saparov, B.; Duan, H.-S.; Zhao, D.; Xiao, Z.; Schulz, P.; Harvey, S. P.; Liao, W.; Meng, W.; Yu, Y.; Cimaroli, A. J.; Jiang, C.-S.; Zhu, K.; Al-Jassim, M.; Fang, G.; Mitzi, D. B.; Yan, Y. *Advanced Materials* **2016**, DOI: 10.1002/adma.201600594.
- 34) Correa Baena, J. P.; Steier, L.; Tress, W.; Saliba, M.; Neutzner, S.; Matsui, T.; Giordano, F.; Jacobsson, T. J.; Srimath Kandada, A. R.; Zakeeruddin, S. M.; Petrozza, A.; Abate, A.; Nazeeruddin, M. K.; Grätzel, M.; Hagfeldt, A. *Energy Environ. Sci.* **2015**, *8*, 2928.
- 35) Snaith, H. J. *The Journal of Physical Chemistry Letters* **2013**, *4*, 3623.
- 36) Burschka, J.; Kessler, F.; Nazeeruddin, M. K.; Grätzel, M. *Chemistry of Materials* **2013**, *25*, 2986.
- 37) Nguyen, W. H.; Bailie, C. D.; Unger, E. L.; McGehee, M. D. *Journal of the American Chemical Society* **2014**, *136*, 10996.
- 38) Abate, A.; Leijtens, T.; Pathak, S.; Teuscher, J.; Avolio, R.; Errico, M. E.; Kirkpatrick, J.; Ball, J. M.; Docampo, P.; McPherson, I.; Snaith, H. J. *Physical Chemistry Chemical Physics* **2013**, *15*, 2572.
- 39) Kegel, J.; Angermann, H.; Stürzebecher, U.; Conrad, E.; Mews, M.; Korte, L.; Stegemann, B. *Applied Surface Science* **2014**, *301*, 56.
- 40) Tress, W.; Marinova, N.; Moehl, T.; Zakeeruddin, S. M.; Nazeeruddin, M. K.; Gratzel, M. *Energy & Environmental Science* **2015**, *8*, 995.
- 41) Azpiroz, J. M.; Mosconi, E.; Bisquert, J.; De Angelis, F. *Energy & Environmental Science* **2015**, *8*, 2118.
- 42) Eames, C.; Frost, J. M.; Barnes, P. R.; O'Regan, B. C.; Walsh, A.; Islam, M. S. *Nat Commun* **2015**, *6*, 7497.
- 43) Unger, E. L.; Hoke, E. T.; Bailie, C. D.; Nguyen, W. H.; Bowring, A. R.; Heumüller, T.; Christoforo, M. G.; McGehee, M. D. *Energy & Environmental Science* **2014**, *7*, 3690.

- 44) Xiao, Z.; Yuan, Y.; Shao, Y.; Wang, Q.; Dong, Q.; Bi, C.; Sharma, P.; Gruverman, A.; Huang, J. *Nat Mater* **2015**, *14*, 193.
- 45) Filipič, M.; Löper, P.; Niesen, B.; De Wolf, S.; Krč, J.; Ballif, C.; Topič, M. *Optics Express* **2015**, *23*, A263.
- 46) Loper, P.; Moon, S.-J.; Martin de Nicolas, S.; Niesen, B.; Ledinsky, M.; Nicolay, S.; Bailat, J.; Yum, J.-H.; De Wolf, S.; Ballif, C. *Physical Chemistry Chemical Physics* **2015**, *17*, 1619.
- 47) Albrecht, S.; Saliba, M.; Correa-Baena, J.-P.; Jäger, K.; Korte, L.; Hagfeldt, A.; Grätzel, M.; Rech, B. *Journal of Optics* **2016**, *18*, 064012.
- 48) Holman, Z. C.; Descoeurdes, A.; De Wolf, S.; Ballif, C. *Photovoltaics, IEEE Journal of* **2013**, *3*, 1243.
- 49) McMeekin, D. P.; Sadoughi, G.; Rehman, W.; Eperon, G. E.; Saliba, M.; Hörantner, M. T.; Haghighirad, A.; Sakai, N.; Korte, L.; Rech, B.; Johnston, M. B.; Herz, L. M.; Snaith, H. J. *Science* **2016**, *351*, 151.
- 50) Deng, Y.; Peng, E.; Shao, Y.; Xiao, Z.; Dong, Q.; Huang, J. *Energy & Environmental Science* **2015**, *8*, 1544.
- 51) Jesper Jacobsson, T.; Correa-Baena, J.-P.; Pazoki, M.; Saliba, M.; Schenk, K.; Grätzel, M.; Hagfeldt, A. *Energy & Environmental Science* **2016**, *9*, 1706.

Dr. Steve Albrecht¹, Dr. Michael Saliba², Dr. Juan-Pablo Correa-Baena³, Dr. Klaus Jäger⁴, Dr. Lars Korte¹, Prof. Dr. Anders Hagfeldt³, Prof. Dr. Michael Grätzel², and Prof. Dr. Bernd Rech¹

¹ Institute for Silicon Photovoltaics and ⁴Young Investigator Group Nano-SIPPE: Nanostructured Silicon for Photonic and Photovoltaic Implementations, Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH, Institut für Silizium-Photovoltaik, Kekuléstraße 5, 12489 Berlin, Germany.

² Laboratory of Photonics and ³Laboratory of Photomolecular Science, Swiss Federal Institute of Technology (EPFL), Station 6, Lausanne CH-1015, Switzerland.

Processes for Advanced Fuel Production from Biomass

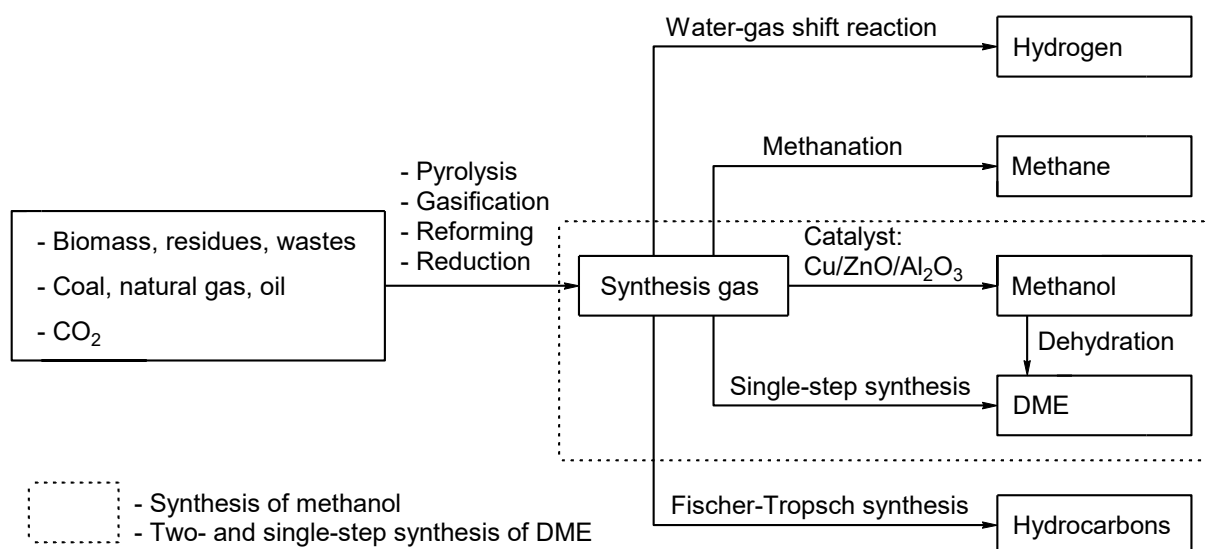
Jörg Sauer, Ulrich Arnold, Nicolaus Dahmen, Institut. für Katalyseforschung und -technologie, KIT Karlsruher Institut für Technologie

Introduction

In view of a world-wide growing fuel demand coming along with a strong environmental impact, exploration of alternative resources, preferably renewable ones, is vastly stimulated. Regarding carbon-based fuels, biomass is the only renewable feedstock which can be converted efficiently to fuels employing either fermentative or chemical processes.¹ Naturally, the use of residues and wastes is preferred to circumvent competition with customary markets, especially the nutrition sector. Typical fermentative procedures, which are already employed on large scale, are the production of ethanol from sugars, starch or cellulose² as well as methane production via anaerobic digestion of biomass.³

Regarding the non-enzymatic pathways, one major strategy is the production of synthesis gas (carbon monoxide/hydrogen mixtures) by thermochemical conversion of biomass, employing pyrolysis and gasification methods (Scheme 1).⁴ In principle, synthesis gas can also be obtained from CO₂, e.g. by dry-reforming (reaction of CO₂ with methane) or reduction with hydrogen (reverse water-gas shift reaction). Traditionally, synthesis gas is produced from fossil resources like coal and natural gas via gasification and reforming processes (Scheme 1) and the corresponding know-how can be transferred, at least partially, to biomass conversion.

Synthesis gas acts as a platform for the conversion of different feedstocks to a series of potential fuels, e.g. hydrogen via the water-gas shift reaction, methane via methanation reactions or hydrocarbons with variable chain lengths via Fischer-Tropsch synthesis (Scheme 1).⁵ Further options are the synthesis of methanol and dimethyl ether (DME). The latter can be

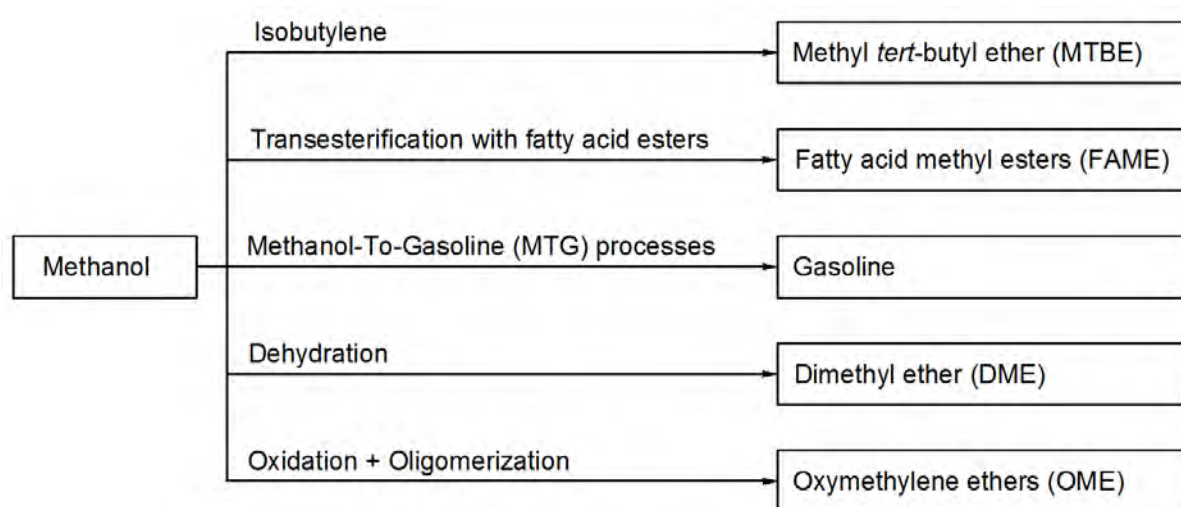


Scheme 1. Synthesis of fuels from various resources via synthesis gas.

obtained either by dehydration of methanol or in a single-step procedure directly from synthesis gas (Synthesis gas-To-DME process, STD).⁶ Fischer-Tropsch or methanol/DME syntheses are integral technologies of so-called Biomass-To-Liquid (BTL) processes. Major

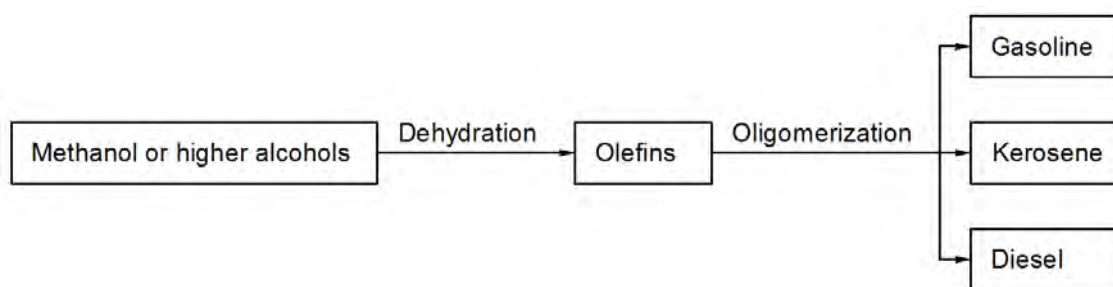
advantages of the resulting BTL fuels are the broad feedstock variability, high fuel quality and their similarity to customary fuels. Thus, elaborate changes of the fuel supply infrastructure and modification of engines are not necessary. Compared to Fischer-Tropsch synthesis, Methanol/DME-producing and -converting processes offer several advantages such as a high product flexibility and also selectivity. Thus, complex and costly product separation technologies can become unnecessary.

The use of methanol as a fuel has been investigated extensively in the past and, according to literature, methanol/gasoline blends containing up to 20% of methanol can be used without considerable engine modification.⁷ However, obstacles such as the increased vapour pressure, increased corrosion, lower energy density and safety concerns have restricted large scale applications.⁸ Nonetheless, methanol is needed for the production of methyl *tert*-butyl ether (MTBE) from isobutylene⁹ and for the production of fatty acid methyl esters (FAME, biodiesel) by the transesterification of fats (Scheme 2).¹⁰ Both procedures are well-established and MTBE as well as FAME are largely employed in the gasoline and diesel sector, respectively. Methanol can also be converted to hydrocarbons in so-called Methanol-To-Gasoline (MTG) processes, which are, compared to Fischer-Tropsch processes, highly selective and usually yield only hydrocarbons with up to ten carbon atoms.¹¹ Methanol can also serve as starting material for the production of DME¹² and the related oxymethylene ethers (OMEs, Scheme 2).¹³ Both can be described by the formula $\text{CH}_3\text{O}-(\text{CH}_2\text{O})_n-\text{CH}_3$ (DME: $n = 0$, OME: $n = 1-7$) and offer promising characteristics such as high cetane numbers and soot-free combustion.¹⁴ Thus, DME as well as OMEs are considered as promising substitutes or additives for diesel fuels.



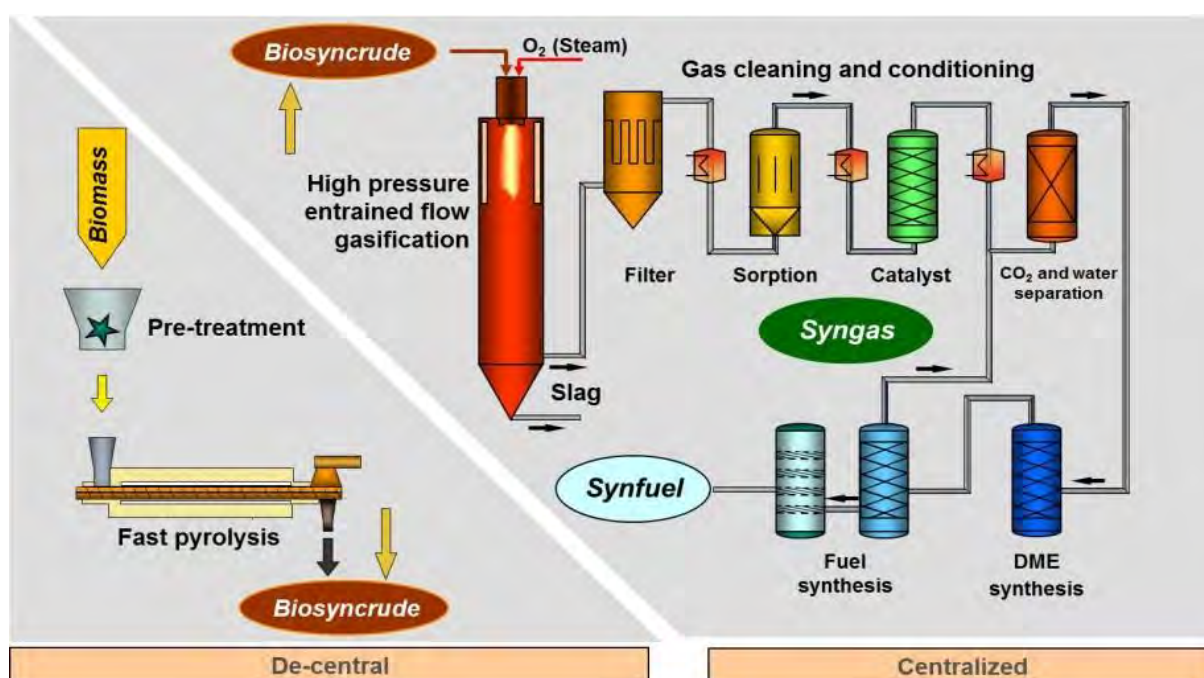
Scheme 2. Synthesis of fuels and fuel additives from methanol.

Another promising pathway for the production of hydrocarbon fuels is the conversion of methanol or higher alcohols to olefins followed by olefin oligomerization and hydrogenation of the resulting products. Compared to conventional MTG processes, the product spectrum can be extended to hydrocarbons with more than ten carbon atoms and thus, kerosene and diesel are also accessible. Methanol-To-Olefin (MTO) processes have been investigated widely in the past and coupling with so called Conversion-of-Olefins-to-Distillate (COD) processes has been realized for instance in the Methanol-To-Synfuel (MTS) process developed by Lurgi¹⁵ or the Mobil-Olefin-To-Gasoline/Distillate (MOGD) process.¹⁶



Scheme 3. Synthesis of hydrocarbon fuels from alcohols via olefin oligomerization.

This work highlights recent activities at KIT-IKFT in the field of biomass conversion to fuels, focussing on the methanol/DME pathway. These include the bioliq[®] process, which represents the entire process chain from biomass conversion to synthesis gas up to gasoline production via DME. Thus, single-step synthesis of DME from synthesis gas via STD technology is described as well as DME conversion to gasoline (DME-To-Gasoline process, DTG), analogous to classical MTG reactions. A related topic, which is also considered, is the synthesis of OMEs from methanol and methanol-derived products such as formaldehyde, dimethoxymethane (DMM) or trioxane. The latter topic is rapidly developing due to the similarity and compatibility of OMEs with diesel fuel and due to their favourable combustion properties. In all processes catalysts play a key role and thus, recent progress in the field of catalyst development is also reported.



Scheme 4. The bioliq[®] process.

The bioliq process

Installation of the bioliq[®] process (Scheme 4)¹⁷ was finalized and the entire process chain was launched in 2014. It comprises fast pyrolysis of biomass in the initial step (bioliq[®] I) followed by gasification of the thus obtained pyrolyzate (bioliq[®] II) and, after cleaning of the resulting syngas, direct conversion to DME (bioliq[®] III) without isolation of intermediately formed methanol. The process is dimensioned for a 700 Nm³h⁻¹ syngas flow and DME is

subsequently converted to gasoline in a DTG step (bioliq® IV). Fundamentals of fuel synthesis in the bioliq® steps III and IV are outlined in the following chapters.

The balances for mass and energy and the cost situation of the conversion of biomass into fuels has been investigated in detail by Trippe et al.¹⁸ From the primary energy in the feedstock 34% are converted into energy content of the fuel which is produced. According to 1,0 and 1,8 €/kg fuel depending on the scale of the installation and the feedstock costs.¹⁹

Single-step synthesis of DME from synthesis gas

Due to its physico-chemical properties, DME is an appropriate substitute for liquefied petrol gas (LPG) and, due to its high cetane number, it is also considered as a promising diesel fuel.²⁰ In contrast to common diesel fuel, combustion of DME is soot free, its ozone depletion potential is zero and its global warming potential is significantly lower compared to other greenhouse gases. Furthermore, replacing diesel by DME does not require any elaborate modification of diesel engines. DME can easily be liquefied and used in household as well as industrial applications. Favorably, the established LPG infrastructure for storage and transportation can also be used in the case of DME, requiring only slight modifications.²¹

Formerly, applications of DME concentrated on its use as propellant and for the preparation of dimethyl sulfate but the markets have shifted and today DME is predominantly used as a LPG substitute. The variety of applications caused an increased interest in DME, which is reflected in the growth of the global DME market. Global DME capacity was approximately 5 Mio t/a in 2009 and, as an example, Chinese capacities for DME production are expected to reach 13 Mio t/a in 2018.²² The use of DME as transportation fuel has been investigated intensely within the last years and fleet tests, employing especially trucks and buses, have already been conducted.²³

As already mentioned above, DME can be synthesized either by catalytic dehydration of methanol or in a single-step directly from synthesis gas (Scheme 1). The one-step STD procedure comprises three reactions, according to equations (1) to (3). Synthesis gas is first converted to methanol (1), which is dehydrated in the following etherification step to yield DME (2). The released water is consumed in a simultaneously proceeding water-gas shift reaction, which produces hydrogen and CO₂ (3). Thus, equation (4) applies for the overall process.²⁴



Overall:



Slurry phase as well as fixed bed technologies were developed for this process and the latter technology was chosen for the STD process elaborated at KIT. Investigations concentrated on the use of biomass-derived syngas, i.e. carbon monoxide-rich syngas, as starting material with H₂/CO ratios around 1 and variable further components. Regarding reaction conditions, best results were obtained in the temperature range from 200 to 300 °C under pressures ranging from 3 to 8 MPa.²⁵ Regarding catalyst systems for the STD process, ternary mixture of copper-, zinc- and aluminum oxides (Cu/ZnO/Al₂O₃, CZA) are among the most efficient for methanol synthesis via hydrogenation of carbon monoxide. The dehydration step requires acidic catalysts, such as zeolites or γ-Al₂O₃. Thus, mixtures of CZA and γ-Al₂O₃ are frequently applied. In this context, new bifunctional catalysts were developed which contain a

component for methanol formation as well as an acidic component for methanol dehydration in one and the same catalyst system.²⁶ Furthermore, highly active catalysts for methanol synthesis were developed employing innovative preparation concepts, e.g. flame-spray synthesis.²⁷

Most of the currently operating DME plants use methanol as starting material.²⁸ The good availability of methanol and the simple processing favors the two-step process. Furthermore, water is the only by-product, whereas the STD reaction also produces CO₂ as by-product. However, several benefits of the single-step process lead to the installation of pilot plants that produce DME directly from synthesis gas. The combination of two processes in one plant can reduce not only operational costs but also energy consumption. The direct synthesis requires lower activation energies than the two-step process. Furthermore, methanol synthesis is an equilibrium reaction that is thermodynamically limited. A subsequent removal of methanol by dehydration leads to improved conversion rates.²⁹ If biomass-derived synthesis gas is applied, the direct synthesis of DME is favorable since an equimolar H₂/CO ratio can be employed according to equation (4) for the overall reaction.

Conversion of DME to gasoline

In the 1970ies, development of several MTG processes for the conversion of methanol to gasoline started in consequence of the oil crises.³⁰ Some of the most important processes were the fixed-bed process from Mobil in Motunui/New Zealand, the fluidized-bed process from Mobil/Uhde/RBK in Wesseling/Germany and the Topsøe Integrated GASoline Synthesis (TIGAS) in Houston/Texas. Some processes such as the Mobil-Olefin-To-Gasoline/Distillate (MOGD) process and the Methanol-To-Synfuel (MTS) process developed by Lurgi also allowed for the production of diesel besides gasoline.³¹ Precondition for these process developments was the discovery of ZSM-5 zeolites by co-workers of Mobil, which exhibited high catalytic activity and selectivity in the conversion of methanol to hydrocarbons.³² Instead of methanol, DME can also be employed as starting material for the synthesis of gasoline. The so-called DME-To-Gasoline (DTG) process has been investigated in detail and several advantages regarding reaction heat, yield, selectivity, reactor design and process conditions were reported.³³

Major benefits are the high overall energy efficiency of MTG/DTG processes with almost quantitative methanol conversion and high gasoline yield as well as the high fuel quality, which can also exceed current gasoline specifications. The resulting gasoline typically contains highly branched alkanes and alkenes (53 and 12 wt.%, respectively), cycloalkanes (7 wt.%) and aromatics (28 wt.%),³⁴ which is in good agreement with common gasoline.

Major constraints of MTG and DTG processes are predominantly related to the catalysts. These are prone to deactivation either by coking or dealumination. To improve catalyst performance, hierarchical zeolites containing both micropores and mesopores were synthesized at KIT-IKFT. Top-down methods, e.g. modification of already existing ZSM-5 zeolites by desilication, as well as bottom-up methods such as hydrothermal zeolite synthesis in the presence of templates have been employed. Organosilanes proved to be suitable templates and the resulting catalyst systems exhibited enhanced stability and selectivity in the DTG reaction. This was attributed to an optimized interplay of acid sites, micropores and mesopores.³⁵

OME synthesis from different starting materials

As can be seen from the world-wide increasing number of publications and patent applications, synthesis and application of OMEs is a rapidly developing research field (Figure 1). Especially Chinese OME activities grew enormously in recent years, which can be

attributed to the high capacity for methanol production and the search for alternative applications of methanol, including new strategies for methanol processing. Additionally, physico-chemical as well as combustion characteristics indicate a very high potential of OMEs for fuel applications. Oligomeric OMEs bearing five to seven carbon atoms ($\text{CH}_3\text{O}-(\text{CH}_2\text{O})_n-\text{CH}_3$ with $n = 3-5$) exhibit physico-chemical properties similar to diesel fuel, exceptional high cetane numbers far above 100 and clean combustion without soot-formation.³⁶

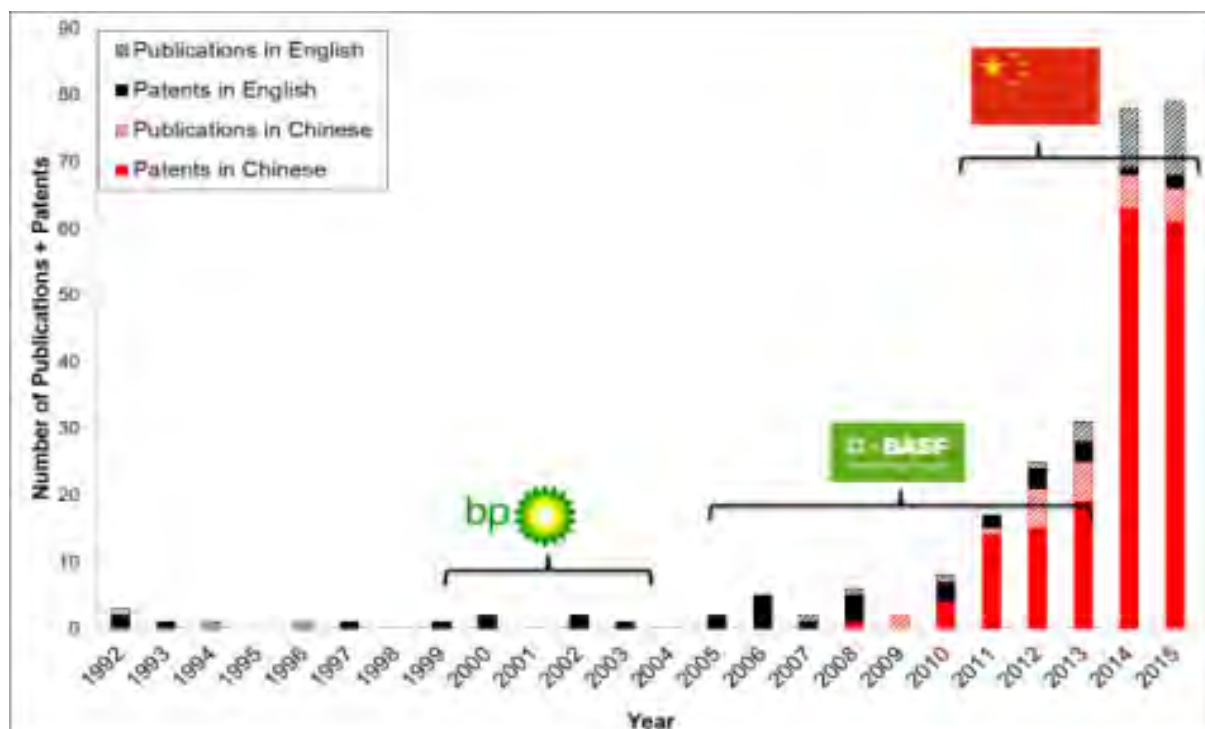
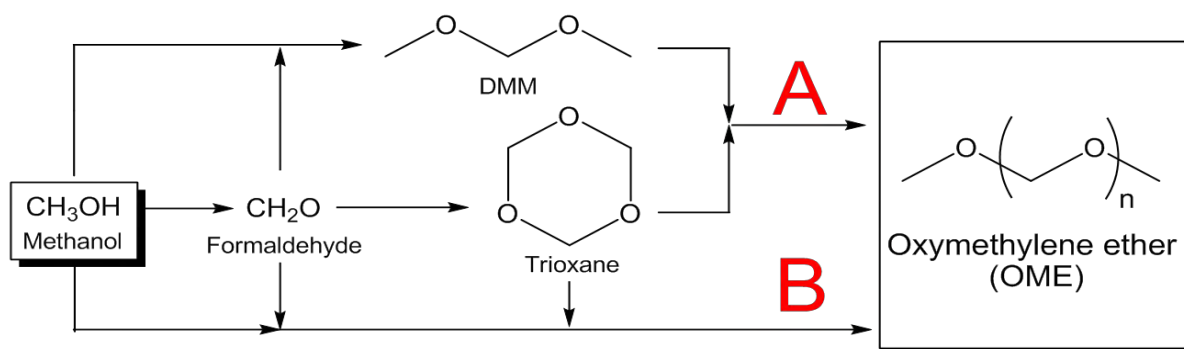


Figure 1. Publications and patents on oxymethylene ethers (OME) according to SciFinder.

Several pathways for the synthesis of OMEs are described (Scheme 5). Comparatively well-known are the synthesis from dimethoxymethane (DMM = OME-1) and trioxane (Scheme 5, pathway A)³⁷ and synthesis from methanol and formaldehyde (Scheme 5, pathway B).³⁸ The latter strategy is certainly the most desirable since the low cost educts methanol and its oxidation product formaldehyde can be employed. Further process variants, which are not displayed in Scheme 5, are OME synthesis from DMM and formaldehyde and the reaction of DME with formaldehyde sources.



Scheme 5. Synthesis pathways for oxymethylene dimethyl ethers (OMEs).

At KIT, the classical synthesis of OMEs from DMM and trioxane (pathway A) has been investigated in detail. As a result, the reaction could be further optimized. The resulting OME mixtures have been separated, purified and physico-chemical as well as fuel properties of each oligomer have been determined.³⁹ Furthermore, synthesis of OMEs from methanol and formaldehyde (pathway B) has been investigated and recent results regarding both pathways are described in the following.

For the reaction of DMM with trioxane, a series of solid acid catalysts was investigated. Several ion exchange resins as well as zeolites exhibited high activity and the course of reaction employing the ion exchange resin Amberlyst 36 is illustrated in Figure 2. Reaction equilibrium is reached after about 30 min and the reaction mixture comprises residual educts and oligomeric OMEs with four to seven carbon atoms. Low amounts of OME-6 and higher oligomers are also present. Product mixtures can easily be separated by distillation and the remaining educts can be recycled. Formation of unwanted byproducts, especially formaldehyde, can be efficiently suppressed if dry educts are employed.

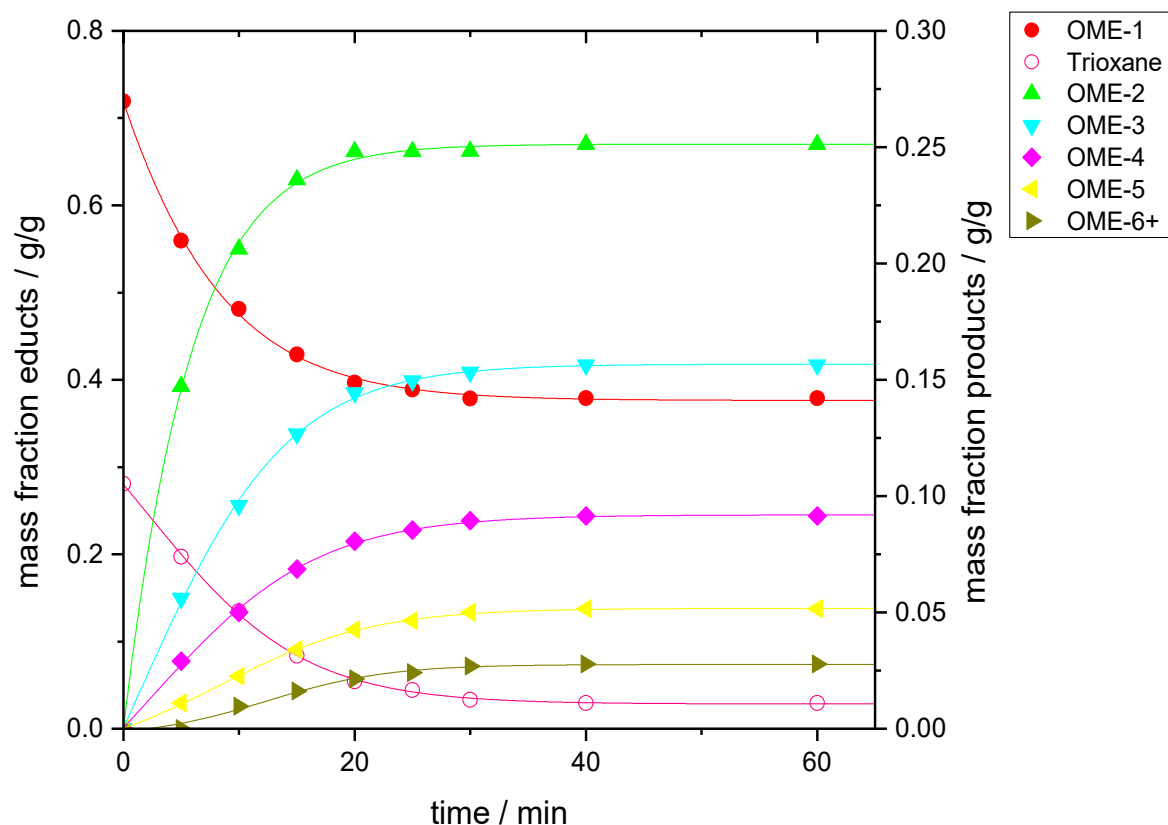


Figure 2. Synthesis of OMEs from dimethoxymethane (= OME-1) and trioxane (reaction conditions: 19 g OME-1, 7.5 g trioxane, 0.075 g Amberlyst 36, $T = 60$ °C).

Corresponding reactions with methanol and formaldehyde were carried out and, besides a series of other catalysts, Amberlyst 36 was also tested (Figure 3).⁴⁰ Compared to the reaction of DMM with trioxane, a similar product spectrum was obtained. However, efficiency suffers from the formation of several byproducts, e.g. hemiformals and glycols. Another constraint is the formation of water during reaction, which would accumulate in a continuously operating process. Therefore, efficient separation and recycling strategies for the complex reaction mixtures are needed.

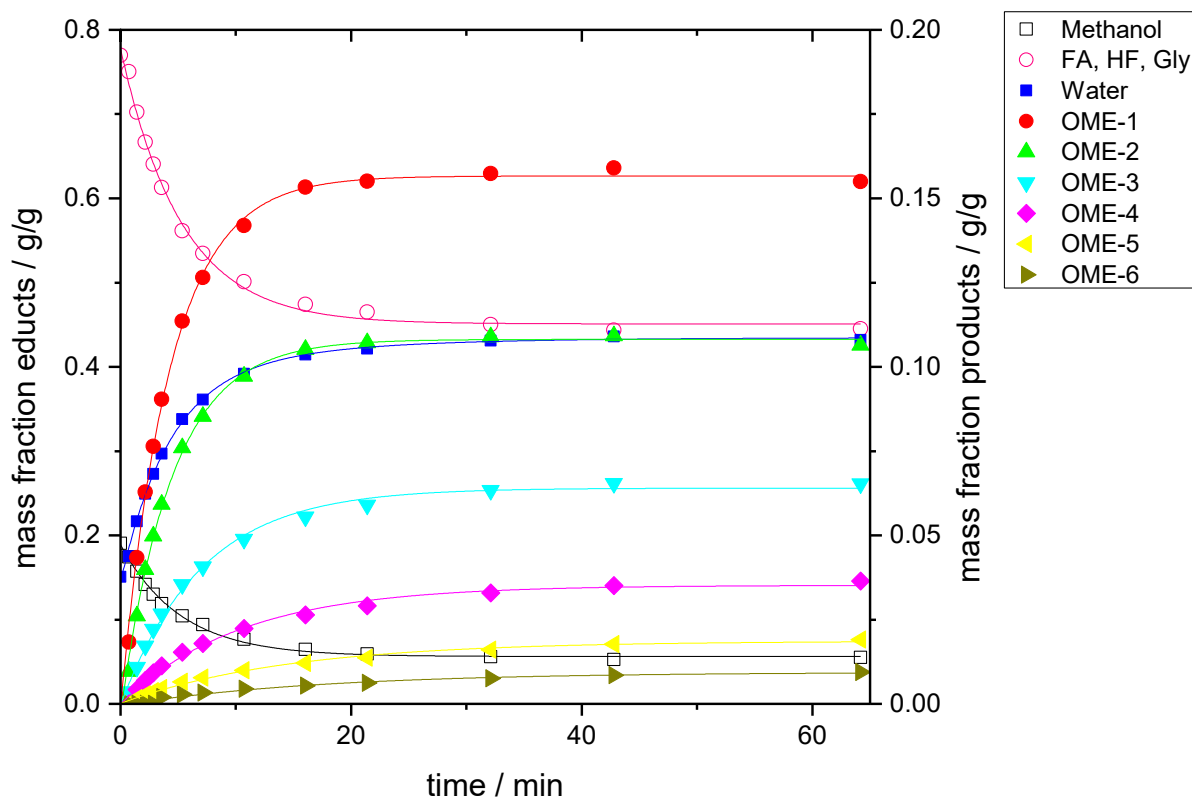
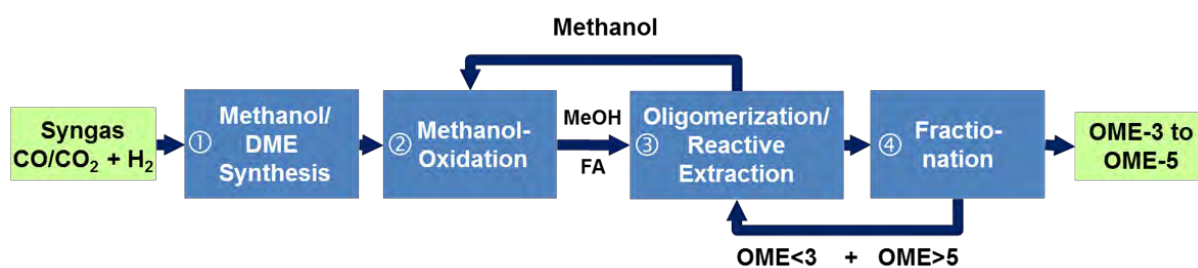


Figure 3. Synthesis of OMEs from methanol and paraformaldehyde (reaction conditions: 40 g methanol, 60 g paraformaldehyde (5% water), 1.0 g Amberlyst 36, $T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$); FA = formaldehyde, HF = hemiformals, Gly = glycols.

Currently, important parameters for OME synthesis from methanol and formaldehyde are optimized, focussing on stoichiometry, temperature and catalysts. One promising option is a two-phase process comprising OME synthesis in aqueous phase and selective OME extraction with a tailored extracting agent. Such a concept is outlined in Scheme 6.



Scheme 6. Synthesis of OMEs from synthesis gas via methanol and formaldehyde.

Conclusion

Driven by the bioliq[®] process, which covers the complete process chain from biomass supply to gasoline production, several strategies for the production of fuels from biomass have been investigated in detail. Predominantly, technologies for the conversion of synthesis gas to methanol or DME and several downstream options have been considered with a focus on DME conversion to gasoline and OME synthesis from methanol and methanol-derived compounds.

At present, coal and natural gas are still the main sources for synthesis gas generation. Production and use of biomass-derived synthesis gas is on an advanced stage of development but not yet established on large scale. Regarding DME production, all commercial plants use methanol as starting material, i.e. the two-step synthesis via methanol dehydration is applied. Whether the single-step synthesis will become established depends on how synthesis gas will be produced in the future and on the optimization of the underlying processes. DME is mainly used as LPG-substitute and its importance is steadily increasing in this area. New DME production plants are under construction and global capacity will continue to rise. The use of DME as diesel substitute reached an advanced testing phase, including fleet tests with trucks and buses, and its application in future fuel markets is probable.

Regarding gasoline production from methanol, several activities are currently noticeable and these are based on experiences from the 1980ies. At that time, enormous efforts were made to minimize the dependence of fuel supply on crude oil. However, the employed synthesis gas in former and current developments is mainly stemming from natural gas and coal. Regarding biomass-derived synthesis gas, the following challenges are decisive: (i) Efficiency and heat integration of the overall process ranging from the generation of synthesis gas to fuel production have to be optimized. (ii) Due to a variety of biogenic raw materials, gasification of biomass leads to different synthesis gases with varying H₂/CO ratios, by-products and impurities. Thus, processes need to be highly flexible with regard to the gas feed. (iii) Catalyst systems have to be improved, particularly concerning resistance to poisoning, lifetime and product selectivity.

With respect to OMEs, physico-chemical and combustion characteristics indicate an enormous potential as alternative diesel fuels. Nevertheless, availability is still very limited. Activities in this field are tremendously increasing and developments in China are certainly outstanding. Production on commercial scale is feasible, in principle, and methanol as well as methanol-derived products can be used as starting materials. However, production processes have to be explored much more in detail and offer a vast potential for optimization.

In summary, a variety of methods is available for the generation of synthesis gas from renewable resources and its conversion to fuels. Several processes, e.g. methanol production and conversion to DME or gasoline, are already on an advanced stage and applicable from a technological point of view. Furthermore, OMEs exhibit a promising potential, which has to be explored in the near future. However, sustainability, biomass availability and economic criteria must also be taken into account and especially the latter have restricted large scale applications so far. Some of the strategies will become important and competitive inasmuch as fossil resources will run short.

Future energy supply will certainly not depend on one but on several energy sources, e.g. solar energy, hydrogen and biofuels. A combination of biomass, acting as a carbon source, and hydrogen, which is produced through water-electrolysis with electricity from solar and wind energy, will help to tremendously increase the carbon yield of biomass and will help to utilize electricity which is available only intermittently.

References

- 1 G.W. Huber, S. Iborra, A. Corma, Synthesis of transportation fuels from biomass: Chemistry, catalysts, and engineering, *Chem. Rev.* 2006, 106, 4044-4098.
- 2 The Biotechnology of Ethanol: Classical and Future Applications (Ed.: M. Roehr), Wiley-VCH, Weinheim, 2001.

- 3 D. Deublein, A. Steinhauser, Biogas from waste and renewable resources, Wiley-VCH, Weinheim, 2010.
- 4 R. Rauch, J. Hrbek, H. Hofbauer, Biomass gasification for synthesis gas production and applications of the syngas, WIREs Energy Environ. 2014, 3, 343-362.
- 5 H.J. Arpe, Industrial Organic Chemistry, 5th Edition, Wiley-VCH, Weinheim, 2010, 15-24.
- 6 I. Wender, Reactions of synthesis gas, Fuel Process Technol. 1996, 48, 189-297.
- 7 F. Asinger, Methanol – Chemie- und Energierohstoff, Springer, Berlin, 1986.
- 8 C.R. Morgan, J.P. Warner, S. Yurchak, Gasoline from alcohols, Ind. Eng. Chem. Prod. Res. Dev. 1981, 20, 185-190.
- 9 M. Winterberg, E. Schulte-Körne, U. Peters, F. Nierlich, in: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Chapter: Methyl tert-butyl ether, Online release, Wiley-VCH, Weinheim, 2010.
- 10 K. Hill, R. Höfer, in: Sustainable Solutions for Modern Economies, RSC Green Chemistry Series No. 4 (Ed.: Rainer Höfer), RSC Publishing, Cambridge, 2009, 167-237.
- 11 C.D. Chang, Hydrocarbons from methanol, Catal. Rev. Sci. Eng. 1983, 25, 1-118.
- 12 M. Stiefel, R. Ahmad, U. Arnold, M. Döring, Direct synthesis of dimethyl ether from carbon-monoxide-rich synthesis gas: Influence of dehydration catalysts and operating conditions, Fuel Process. Technol. 2011, 92, 1466-1474.
- 13 N. Schmitz, F. Homberg, J. Berje, J. Burger, H. Hasse, Chemical equilibrium of the synthesis of poly(oxyethylene) dimethyl ethers from formaldehyde and methanol in aqueous solutions, Ind. Eng. Chem. Res. 2015, 54, 6409-6417.
- 14 M. Härtl, P. Seidenspinner, G. Wachtmeister, E. Jacob, Synthetischer Dieselkraftstoff OME1 – Lösungsansatz für den Zielkonflikt NO_x-/Partikel-Emission, MTZ – Motortechnische Zeitschrift 2014, 75, 68-73.
- 15 K.R. Radtke, M. Heinritz-Adrian, C. Marsico, New wave of coal-to-liquids, VGB PowerTech 2006, 86, 78-84.
- 16 F.J. Keil, Methanol-to-hydrocarbons: process technology, Micropor. Mesopor. Mater. 1999, 29, 49-66.
- 17 N. Dahmen, E. Dinjus, T. Kolb, U. Arnold, H. Leibold, R. Stahl, State of the art of the bioliq® process for synthetic biofuels production, Environ. Prog. Sustain. Energy 2012, 31, 176-181.
- 18 F. Trippe, Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrenskonfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL) Kraftstoffen und Chemikalien, KIT Scientific Publishing, Karlsruhe, 2013.
- 19 P. Haro, F. Trippe, R. Stahl, E. Henrich, Bio-syngas to gasoline and olefins via DME – A comprehensive techno-economic assessment, Appl. Energy 2013, 108, 54-65.
- 20 T.H. Fleisch, A. Basu, M.J. Gradassi, J.G. Masin, Dimethyl ether: A fuel for the 21st century, Stud. Surf. Sci. Catal. 1997, 107, 117-125.
- 21 T.A. Semelsberger, R.L. Borup, H.L. Greene, Dimethyl ether (DME) as an alternative fuel, J. Power Sources 2006, 156, 497-511.
- 22 M. Müller, U. Hübsch, in: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Chapter: Dimethyl ether, Online release, Wiley-VCH, Weinheim, 2010.
- 23 www.aboutdme.org
- 24 A.C. Sofianos, M.S. Scurrall, Conversion of synthesis gas to dimethyl ether over bifunctional catalytic systems, Ind. Eng. Chem. Res. 1991, 30, 2372-2378.

- 25 J. Ereña, R. Garoña, J.M. Arandes, A.T. Aguayo, J. Bilbao, Effect of operating conditions on the synthesis of dimethyl ether over a CuO-ZnO-Al₂O₃/NaHZSM-5 bifunctional catalyst, *Catal. Today* 2005, 107-108, 467-473.
- 26 R. Ahmad, D. Schrempp, S. Behrens, J. Sauer, M. Döring, U. Arnold, Zeolite-based bifunctional catalysts for the single step synthesis of dimethyl ether from CO-rich synthesis gas, *Fuel Process. Technol.* 2014, 121, 38-46.
- 27 R. Ahmad, M. Hellinger, M. Buchholz, H. Sezen, L. Gharnati, C. Wöll, J. Sauer, M. Döring, J.-D. Grunwaldt, U. Arnold, Flame-made Cu/ZnO/Al₂O₃ catalyst for dimethyl ether production, *Catal. Commun.* 2014, 43, 52-56.
- 28 DME Handbook Supplement (Edited by Japan DME Forum, JDF), Japan DME Forum, Tokyo, 2011.
- 29 J. Bøgild Hansen, F. Joensen, High conversion of synthesis gas into oxygenates, *Stud. Surf. Sci. Catal.* 1991, 61, 457-467.
- 30 C.D. Chang, A.J. Silvestri, MTG – Origin, evolution, operation, *CHEMTECH* 1987, 624-631.
- 31 E. Dinjus, U. Arnold, N. Dahmen, R. Höfer, W. Wach, Green fuels – Sustainable Solutions for transportation, in: *Sustainable Solutions for Modern Economies*, RSC Green Chemistry Series No. 4 (Ed.: Rainer Höfer), RSC Publishing, Cambridge, 2009, 125-163.
- 32 C.D. Chang, A.J. Silvestri, The conversion of methanol and other O-compounds to hydrocarbons over zeolite catalysts, *J. Catal.* 1977, 47, 249-259.
- 33 S. Lee, M.R. Gogate, C.J. Kulik, Methanol-to-Gasoline vs. DME-to-Gasoline. II. Process Comparison and Analysis, *Fuel Sci. Technol. Int.* 1995, 13, 39-58.
- 34 M. Stöcker, Methanol-to-hydrocarbons: catalytic materials and their behavior, *Micropor. Mesopor. Mater.* 1999, 29, 3-48.
- 35 M. Zimmermann, T.N. Otto, B. Powietzka, D. Neumann-Walter, Umsetzung von Dimethylether zu Kraftstoffen mit hierarchischen Zeolithkatalysatoren, *Chem. Ing. Tech.* 2015, 87, 1748-1759.
- 36 L. Lautenschütz, D. Oestreich, P. Seidenspinner, U. Arnold, E. Dinjus, J. Sauer, Physico-chemical properties and fuel characteristics of oxymethylene dialkyl ethers, *Fuel* 2016, in press.
- 37 J. Burger, E. Ströfer, H. Hasse, Chemical equilibrium and reaction kinetics of the heterogeneously catalyzed formation of poly(oxymethylene) dimethyl ethers from methylal and trioxane, *Ind. Eng. Chem. Res.* 2012, 51, 12751-12761.
- 38 N. Schmitz, J. Burger, H. Hasse, Reaction kinetics of the formation of poly(oxymethylene) dimethyl ethers from formaldehyde and methanol in aqueous solutions, *Ind. Eng. Chem. Res.* 2015, 54, 12553-12560.
- 39 L. Lautenschütz, Dissertation, University of Heidelberg, 2015.
- 40 U. Arnold, L. Lautenschütz, D. Oestreich, J. Sauer, Production of oxygenate fuels from biomass-derived synthesis gas, *DGKM-Conference Synthesis Gas Chemistry*, Dresden, Germany, October 7-9, 2015, *DGMK-Tagungsbericht 2015-2*, 127-136.

Prof. Dr.-Ing. Jörg Sauer, Dr. Ulrich Arnold, Prof. Dr. Nicolaus Dahmen
 Inst. f. Katalyseforschung und –technologie,
 KIT Karlsruher Institut für Technologie
 Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
 D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen
 j.sauer@kit.edu

Methodische Aspekte der Systemanalyse zur Energiewende

Martin Robinius¹, Thomas Grube¹, Sebastian Schiebahn¹, Detlef Stolten^{1,2} ¹ Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik, Forschungszentrum Jülich GmbH, ² RWTH Aachen

Kurzfassung

Dieser Beitrag beschreibt die methodischen Aspekte der Systemanalyse zur Energiewende. Dazu werden einleitend die wesentlichen Schritte und Ziele der Energiewende benannt sowie die Herausforderungen der Systemanalyse zur Energiewende beschrieben. Eine wesentliche Methode der Systemanalyse zur Energiewende - die Szenario-Analyse - wird auf ihre Vor- und Nachteile hin untersucht. Abschließend werden anhand von zwei Beispielen die Möglichkeiten zur Komplexitätsreduktion in der Modellierung vorgestellt.

1. Einleitung

Jede Generation wird durch ökologische und ökonomische Veränderungen herausgefordert, ihre bisherige Lebensweise neuen Bedingungen anzupassen. In England wurden zu Zeiten der Industrialisierung um 1780 höhere Schornsteine gebaut, um die Luftverunreinigung aus den Wohngebieten fern zu halten. In den 1980er Jahren führte das sogenannte Waldsterben in Deutschland zum Einbau von Rauchgasentschwefelungsanlagen in Kraftwerken. Im Jahr 1985 zeigte die Entdeckung des Ozonlochs die Gefährlichkeit der Fluorkohlenwasserstoffe auf, die dann im Jahr 1990 auf der internationalen Londoner Konferenz verboten wurden.

Für die heutige Generation ist der Treibhauseffekt zu der zentralen Herausforderung geworden. Dieser wird durch anthropogene Klimagase, wie beispielsweise Kohlenstoffdioxid (CO₂) oder Methan (CH₄), verursacht. Sie absorbieren einen Teil der Infrarotstrahlung, welcher sonst von der Erdoberfläche ins Weltall entweichen würde. Anschließend emittieren sie einen Teil dieser Wärmestrahlung zurück zur Erdoberfläche, wodurch diese sich erwärmt.

Zur Eindämmung der Auswirkungen des anthropogenen Treibhauseffektes hat sich Deutschland im Jahr 2009 auf das „zwei Grad Ziel“ des IPCC, welches eine Begrenzung der Erderwärmung auf zwei Grad Celsius verlangt, verständigt [1]. Dieses Ziel wurde im Jahr 2010 auf der Klimakonferenz in Cancún erstmals in einer UN-Entscheidung offiziell anerkannt [2]. Die Weltklimakonferenz in Paris im Jahr 2015 hat das zwei Grad Ziel bestätigt sowie festgehalten, dass Anstrengungen von den Staaten unternommen werden sollen, den Temperaturanstieg auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Weiterhin ist beabsichtigt, Klimaneutralität der anthropogenen Emissionen in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts zu erreichen. [3, 4]

Von der Europäischen Union (EU) wurden messbare Ziele für das Jahr 2020 beschlossen:

- Treibhausgasemissionen werden um 20 % bzw. um 30 %, falls andere Industrieländer vergleichbare Ziele vereinbaren, gemindert.
- Die Nutzung erneuerbarer Energien wird auf 20 % des gesamten Endenergieverbrauches gesteigert.
- Die Energieeffizienz wird um 20 % gesteigert im Vergleich zu einer Entwicklung ohne weitere Effizienzanstrengungen.

Deutschland hat sich selbstverpflichtend höhere Ziele im Rahmen der sogenannten Energiewende gesetzt. Diese umfassen insbesondere folgende vier Hauptziele: Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022, den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien,

Steigerung der Energieeffizienz und des Klimaschutzes durch Reduktion der Treibhausgasemissionen [5]. Diese Ziele sind bis zum Jahr 2050 quantitativ definiert, wie beispielsweise für die erneuerbaren Energien (EE) in Tabelle 1 zu sehen [6, S. 11].

	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen				
Reduzierung gegenüber dem Jahr 1990	Mindestens 40 %	Mindestens 55 %	Mindestens 70 %	Mindestens 80 % bis 95 %
Erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttostromverbrauch	Mindestens 35 %	Mindestens 50 %	Mindestens 65 %	Mindestens 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %	60 %

Tabelle .1: Quantitative Ziele der Erneuerbaren Energien [6, S. 11]

Unter dem Begriff “Energiewende” wird bisher hauptsächlich der Stromsektor als System subsumiert [7]. Dieses Begriffsverständnis wird sich langfristig zu einer dem Wort entsprechenden systemübergreifenden Energiewende hin transformieren müssen. [8] Daher sollten sich auch die methodischen Aspekte zur Systemanalyse der Energiewende mitentwickeln.

2. Herausforderungen der Systemanalyse zur Energiewende

Ein System [9] ist eine „[...] Gesamtheit von Elementen, die so aufeinander bezogen sind und in einer Weise wechselwirken, dass sie als eine aufgaben-, sinn- oder zweckgebundene Einheit angesehen werden können und sich in dieser Hinsicht gegenüber der sie umgebenden Umwelt abgrenzen.“[10, S. 20]. Es ist daher gekennzeichnet durch [11]:

- Grenze gegenüber der Umwelt (Systemgrenze)
- Schnittstellen zum Austausch von Materie, Energie und Informationen
- Komponenten, die sich weiter zerlegen lassen (Subsysteme)
- Komponenten, die sich nicht weiter zerlegen lassen (Systemelemente)
- Ablaufstruktur in den Komponenten
- Relationen, die Systemkomponenten miteinander verbinden (Aufbaustruktur)
- Zustände der Komponenten, die durch Zustandsgrößen beschrieben werden
- Zustandsübergänge der Komponenten

Ein System kann weiterhin durch komplizierte Systemstrukturen und hohe Komplexität des dynamischen Verhaltens geprägt sein [11]. Die Systemanalyse untersucht daher die Struktur und die Funktion von solchen Systemen beispielsweise anhand von Modellen [12]. Diese Modelle stellen dabei die zweckgebundene Abbildung von Systemen dar und entstehen als Ergebnis einer Modellbildung. Inwieweit beispielsweise die Komplexität des Systems reduziert wird bzw. wo die Systemgrenzen definiert werden, richtet sich nach dem Modellzweck. Bei einem Modell kann es sich um eine isomorphe oder homomorphe

Abbildung handeln. Bei einer isomorphen Abbildung steht jedem Systembestandteil eindeutig ein Modellbestandteil gegenüber und umgekehrt. Bei einer homomorphen Abbildung ist jedem Systembestandteil ein Modellbestandteil zugeordnet, jedoch nicht umgekehrt. Diese Form ist die häufigste in der Systemanalyse [12, S. 36].

Der Prozess der Systemanalyse lässt sich grob zusammengefasst in die Abschnitte Analyse und Abstraktion aufteilen. Bei der Analyse wird das System in seine Systemstrukturen aufgelöst und zergliedert, die Systemobjekte und Objektattribute bestimmt, zwischen internen und externen Aktivitäten und Ereignissen unterschieden, auf einzelne Merkmale hin untersucht sowie wichtige Kenngrößen und deren Zielorientierung untersucht. Bei dem Abschnitt Abstraktion werden Eigenschaften durch Idealisierung verallgemeinert, Gesetzmäßigkeiten abgeleitet, unbedeutende Größen vernachlässigt und die Systemkomplexität reduziert, indem auf verschiedenen Hierarchieebenen unterschiedliche Abstraktionsstufen Anwendung finden. [11] Somit werden in der Systemanalyse oft zueinander konkurrierende Ziele behandelt. Beispielsweise werden durch eine Vereinfachung in der Modellierung die Rechengeschwindigkeit und die Nachvollziehbarkeit erhöht jedoch die Genauigkeit verringert.

3. Methoden der Systemanalyse zur Energiewende

Es gibt zahlreiche Methoden, welche bei der allgemeinen Systemanalyse Anwendung finden, beispielsweise:

- Ishikawa
- Wirkdiagramme
- Intensitäts-Beziehungsmatrix
- Fehlerbaumanalyse
- Mind-Map
- Portfolio Analyse
- Relationsdiagramm
- Agentenbasierte Modellierung
- Multikriterielle Analyse
- Prozesskettenanalyse

In der Systemanalyse zur Energiewende hat sich insbesondere die Szenario-Analyse, welche im folgenden Kapitel detaillierter beschrieben wird, etabliert.

3.1. Szenario-Analysen

Ein Szenario ist eine Darstellung einer möglichen zukünftigen Situation (Zukunftsbild), inklusive der Entwicklungspfade, die zu dieser Zukunft führen können [13, S. 10]. Zur theoretischen Einordnung siehe beispielsweise das Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT) (2008) [13, S. 10]. Der Vorteil einer Szenario-Analyse – die Vielzahl von Entwicklungen, die berücksichtigt werden können – ist auch oft gleichzeitig deren Nachteil. Beispielsweise wird in der Szenario-Analyse der Szenario-Transfer oft nicht implementiert [13] bzw. aufgrund der Vielzahl an analysierten Entwicklungen können oft keine konkreten Handlungsempfehlungen genannt werden. Weitere Vor- und Nachteile der Szenario-Analyse sind Reger und Mietzner (2010) [14, S. 156 ff.] zu entnehmen.

Ein Energieszenario beschreibt, in Anlehnung an die Definition eines allgemeinen Szenarios, somit eine zukünftige Entwicklung bzw. einen zukünftigen Zustand eines Energiesystems. Bei Energieszenarien werden in der Regel keine Wahrscheinlichkeiten für die jeweiligen Entwicklungen angegeben [15]. Acatech (2015) nennt beispielsweise drei Anforderungen an solche Energieszenarien [15]: wissenschaftlich valide, transparent, ergebnisoffen.

Die zukünftigen Entwicklungen eines Energiesystems sollten dabei das energiepolitische Zieldreieck berücksichtigen. Dieses hat die Dimensionen [6, S. 5 ff.]:

- Versorgungssicherheit: jederzeit ausreichende, sichere und verlässlichen Zugang zu Energiequellen.

- Wirtschaftlichkeit: Energiewende nicht zum Nulltarif. Nicht nur Kosten sondern auch Vorteile sehen. Umsetzung der Energiewende Kostendynamik bremsen.
- Umweltverträglichkeit: Klima- und Umweltschutz sind Grundbedingungen einer zukünftigen Energieversorgung.

Insbesondere auf Seiten der Umweltverträglichkeit sind zahlreiche quantifizierte Ziele zu finden (siehe [6] S. 11 bzw. Kapitel 1). Abb. 1 zeigt beispielsweise einen Szenariotrichter für die Energiewende auf. Wie zu sehen, kann aus dem IST-Zustand ein Trendszenario für das Jahr 2050 entwickelt werden. Neben diesem Trendszenario lassen sich beliebig viele Szenarien (N-Szenarien) definieren und analysieren. Da für jedes dieser analysierten Szenarien, wie oben erwähnt, auch ein Szenario-Transfer entwickelt werden sollte, muss die Anzahl möglicher Entwicklungen auf sinnvolle Möglichkeiten reduziert werden. Dazu werden nachfolgend zwei Ansätze beispielhaft erläutert. Zum einen die Reduzierung der Komplexität, um sinnvolle Technologieentwicklungen vor der Szenario-Analyse zu identifizieren (vgl. Kapitel 0) und zum anderen die Berücksichtigung der Zeitachse (vgl. Kapitel 3.3). Diese Analyse ermöglicht den Beitrag der Technologie für das Zieljahr 2050 zu bemessen.

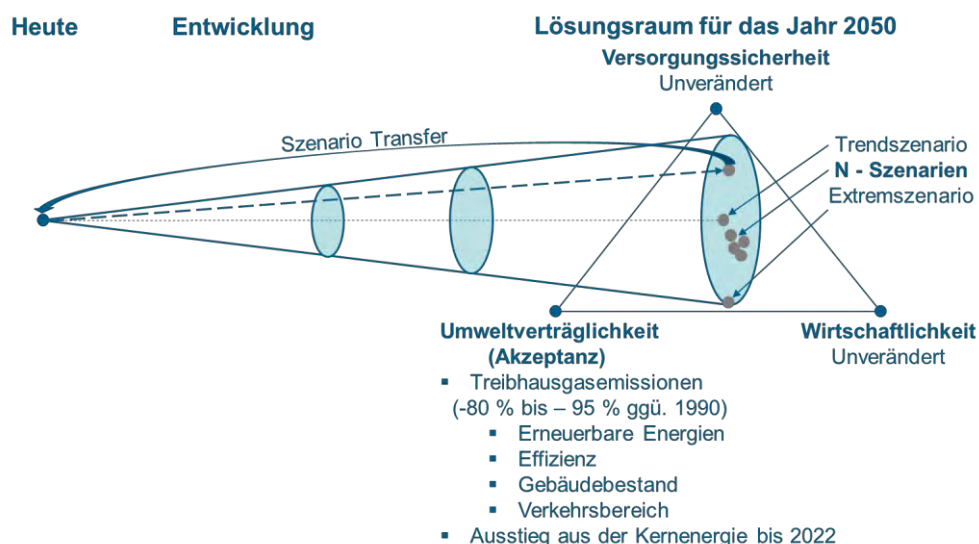


Abbildung 1: Szenariotrichter für die Energiewende, in Anlehnung an IZT (2008) [13, S. 40]

3.2. Reduzierung der Komplexität

In diesem Kapitel wird anhand von zwei Beispielen die Methodik der Reduzierung der Komplexität aufgezeigt. Diese ermöglicht es geeignete Technologien zu identifizieren, die in Modellen bzw. Szenarien berücksichtigt werden sollten.

3.2.1. Beispiel 1: Stoffliche Nutzung von Braunkohle

In diesem Abschnitt wird ohne detaillierte Informationen über Investitionskosten und Energiebedarf der Technologien zur Braunkohlenutzung am Beispiel der Synthese von Methanol (MeOH) abgeschätzt, wie die stoffliche Nutzung von Braunkohle ökologisch und ökonomisch im Vergleich zu dem konventionellen Verfahren der Chemieindustrie zu bewerten ist, welches großtechnisch über die Reformierung von Erdgas erfolgt, vgl. Tabelle 2. Bei der Reaktion von Erdgas zu Methanol, entstehen aufgrund des gleichen H/C Verhältnis

(= 4) von Edukten und Produkten keine prozessbedingten CO₂-Emissionen, da der komplette Kohlenstoff des Erdgases im Produkt Methanol gebunden wird. Braunkohle hingegen weist ein H/C Verhältnis von ungefähr 0.8 auf. Dies hat zur Folge, dass nach der Braunkohlevergasung der Wasserstoffanteil im Synthesegas durch eine Wassergas Shift-Reaktion und anschließende CO₂-Abtrennung erhöht werden muss. Damit werden bei der MeOH-Synthese über Braunkohle 2 tCO₂/tMeOH prozessbedingt freigesetzt, Dies überschreitet bereits die gesamten Emissionen des konventionellen Prozesses (Referenz: Lurgi MegaMethanol Prozess), inklusive dessen Wärmebedarf und der Erdgas-Vorkette [16]. Aus ökonomischer Sicht hat die MeOH-Synthese über Braunkohle das Potential geringerer Herstellkosten. Diese betragen im konventionellen Prozess etwa 333 €/tMeOH, wobei das eingesetzte Erdgas 80 % der Kosten ausmacht. Bei der Braunkohlevergasung sind die Kosten der benötigten Braunkohle etwa 46 €/tMeOH. Obwohl noch Investitions- und Betriebskosten der Anlage aufgeschlagen werden müssen, ist die Differenz zum konventionellen Prozess hoch genug, um geringere Herstellkosten zu erwarten. Um die prozessbedingten CO₂-Emissionen bei der Synthese von MeOH über Braunkohle komplett zu vermeiden, kann das H/C Verhältnis auch durch die externe Zugabe von Wasserstoff erhöht werden (siehe [17]). Durch diese Maßnahme besteht theoretisch das Potential die CO₂-Emissionen gegenüber dem konventionellen Prozess zu reduzieren. Da der Wasserstoff dafür jedoch aus regenerativen Quellen stammen muss, ist mit deutlich höheren Herstellkosten allein durch den Rohstoffeinsatz (H₂ und Kohle) zu rechnen. Es kann also am Beispiel der MeOH-Synthese gezeigt werden, dass die Nutzung von Braunkohle entweder zu höheren CO₂-Emissionen oder höheren Herstellkosten gegenüber dem konventionellen Prozess führt.

	Reaktionsbedingte CO ₂ -Emissionen	Gesamte CO ₂ -Emissionen	Herstellkosten
Konventionell: Erdgasreformierung zu MeOH $CH_4 + 0,5O_2 \rightarrow MeOH$	0,00 t _{CO2} /t _{MeOH}	<i>MegaMethanol</i> 0,51 t _{CO2} /t _{MeOH} ^[16] (Input: nur Erdgas $\eta = 63\%$)	<i>MegaMethanol</i> 333 €/t _{MeOH} ^[16]
Braunkohlevergasung zu MeOH $C_1H_{0,8}O_{0,16} + 0,52O_2 + 0,4H_2 \rightarrow 0,6CO_2 + 0,4CO + 0,8H_2 \rightarrow 0,4 MeOH + 0,6CO_2$	2,06 t _{CO2} /t _{MeOH} (bereits höher als konv. Prozess insgesamt)	keine CO ₂ -Reduktion gegenüber konv. Prozess möglich	nur Kohle: 46 €/t _{MeOH} ^a
Braunkohlevergasung zu MeOH unter Zugabe von H ₂ aus EE $C_1H_{0,8}O_{0,16} + 0,42O_2 + 1,6H_2 \rightarrow 1CO + 2 H_2 \rightarrow MeOH$	0,00 t _{CO2} /t _{MeOH}	mit erneuerbarem H ₂ CO ₂ -Reduktion gegenüber konv. Prozess möglich	nur H ₂ und Kohle: 446 €/t _{MeOH} ^{a,b}
Preis Rohbraunkohle (rheinisches Revier): ≈ 15 €/t [17] \rightarrow trocken + aschefrei ≈ 38 €/t Wasserstoffpreis: 4280 €/t _{H2} (Zins: 8%, 3000 h, 500 €/kW _{el} , $\eta = 70\%$, 10 Jahre, 6 Cent/kWh)			

Tabelle 2: Abschätzung zur stofflichen Nutzung von Braunkohle am Beispiel der Methanolsynthese.

3.2.2. Beispiel 2: Prozesskettenanalyse Power-to-Gas

Power-to-gas (PtG) ist eine im Zusammenhang mit der der Energiewende vielfach diskutierte und inzwischen auch praktisch erprobte Technologie. Kerngedanke ist es, erneuerbaren Strom, der aufgrund von Netzengpässen oder fehlender Nachfrage nicht direkt genutzt werden kann, mithilfe der Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln. Dieser Wasserstoff kann direkt genutzt beziehungsweise gespeichert oder mit CO₂ zu Methan weiterverarbeitet werden. Vorangegangene Analysen haben gezeigt, dass die direkte Wasserstoffnutzung als Kraftstoff

für den Straßenverkehr gegenüber der Einspeisung ins Gasnetz energetisch und wirtschaftlich vorteilhaft ist [18], [8]. Die wesentlichen Argumente hierfür liefern das vergleichsweise hohe Kostenniveau von Kraftstoffen gegenüber Erdgas sowie der Wirkungsgradvorteil von Brennstoffzellenfahrzeugen bei direktem Wasserstoffbetrieb gegenüber heutigen Pkw des Massenmarkts [18].

Abb.2 verdeutlicht dies anhand eines vereinfachten *Well-to-wheel* Vergleichs von Brennstoffzellen-Pkw (Fuel cell vehicle, FCV) im Direktwasserstoffbetrieb mit Verbrennungsmotor-Pkw auf Erdgasbasis (Internal combustion engine vehicle, ICV). Gemäß den dargestellten Werten kann, ausgehend von einer Strommenge von 100 kWh aus Windkraft und von spezifischen Stromkosten von 6 ct/kWh, eine Reichweite von knapp 200 km im Falle des FCV erzielt werden. Im Falle des ICV sind aufgrund des zusätzlichen Umwandlungsschrittes zur Methanherzeugung sowie des geringeren Antriebswirkungsgrads nur etwas mehr als die Hälfte dessen möglich. Die spezifischen Kraftstoffkosten sind für den FCV etwa halb so hoch, verglichen mit dem ICV.

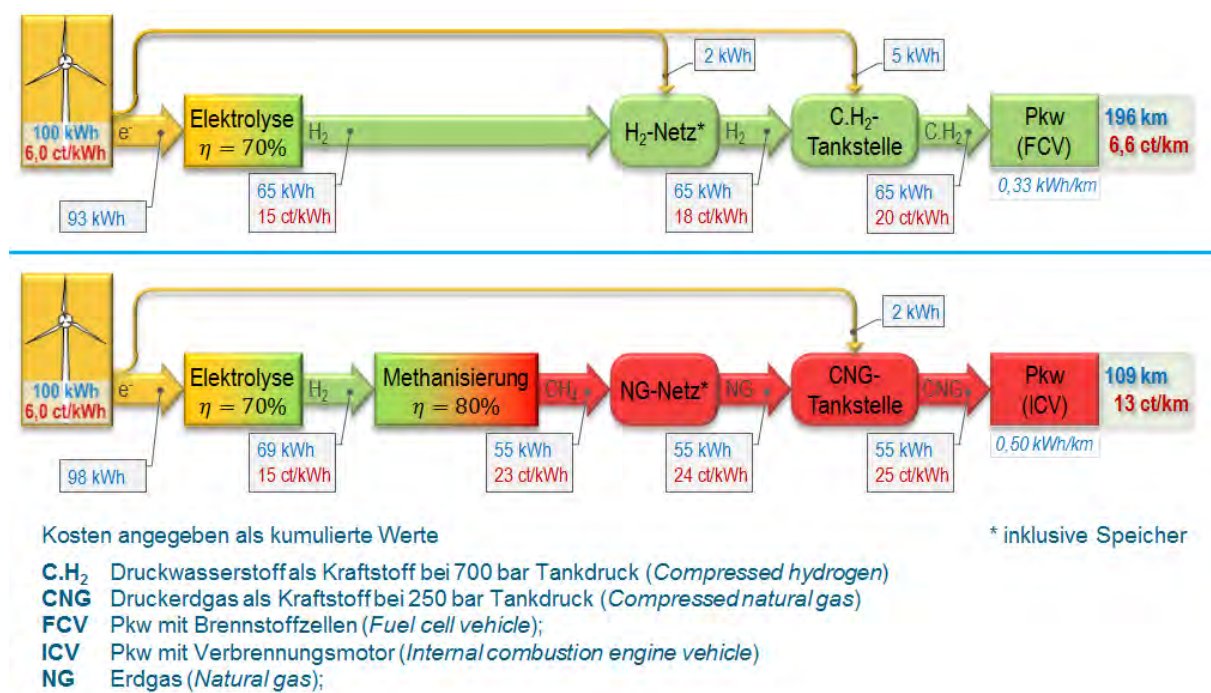


Abbildung 2: Prozesskettenanalyse der Power-to-Gas Kraftstoffoptionen Wasserstoff und Erdgas (Methan) [19]

Diese Analyse zeigt, dass bereits mithilfe von einfachen, für heute gültigen Zahlen unter Nutzung der Methodik der *Well-to-wheel* Bilanzierung Vor- und Nachteile neuer Technologieansätze aufgezeigt werden können. Unter der Voraussetzung, dass auch zukünftig die anlegbaren Kosten im Kraftstoffmarkt höher sind als im Gasmarkt und dass FCV einen ungefähr halbierten Kraftstoffbedarf gegenüber ICV aufweisen, könnten die genannten Vorteile der Nutzung von PtG-Wasserstoff gegenüber PtG-Methan bestehen bleiben.

3.3. Berücksichtigung der Zeitachse

Eines der wesentlichen Ziele der Bundesregierung ist die Reduzierung der Treibhausgasemissionen für das Jahr 2050 um mindestens 80 bis 95 % gegenüber 1990. Abbildung 1 berücksichtigt die Zeitachse zur Erreichung dieser Ziele. Damit das Ziel im Jahr 2050 erreicht wird, müssen die entsprechenden Technologien in diesem Jahr einen sehr hohen Marktanteil

aufweisen. Somit muss spätestens im Jahr 2040 mit dem Start der Marktdurchdringung begonnen werden. Dafür muss die Industrie geeignete Technologien zur Serienreife bringen, wofür optimistische 10 Jahre angenommen werden. Daher kann die Forschung bis zum Jahr 2030 geeignete Technologien weiterentwickeln, welche einen Technology Readiness Level (TRL) von mindestens 4 aufweisen. Robinius und Stolten (2015) analysieren daher beispielhaft zur Potentialermittlung der Windenergie an Land nur solche Anlagenkonzepte, die bestehende Technologien berücksichtigen [20, S. 5]. Dies heißt nicht, dass Forschung mit einem niedrigeren TRL nicht sinnvoll wäre, sie trägt nur nicht zum Erreichen der 2050er Ziele bei.

- **2050:** Reduktion um 80 % komplett erreicht
- **2040:** Start der Marktdurchdringung
- **2030:** Fertigstellung der Forschung für Technologien der 1. Generation

Entwicklungsperiode: bis 2040

Forschungsperiode: bis 2030

⇒ 16 Jahre für weitere Forschung ⇒

TRL* 5 und höher

TRL 4 mindestens

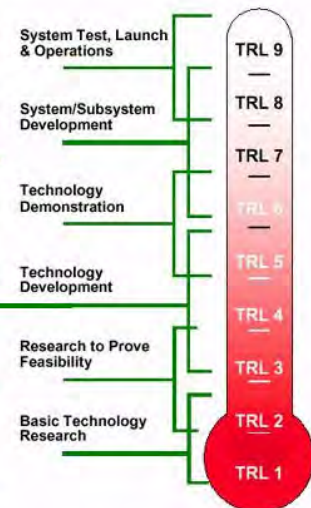


Abbildung 3: Zeitachse der Forschung und Entwicklung zur Erreichung der Klimaziele im Jahr 2050 (*TRL: Technology Readiness Level)

4. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Systemanalyse zur Energiewende hat zahlreiche Herausforderungen durch in Konkurrenz zueinander stehender Ziele zu bewältigen. Das energiepolitische Zieldreieck reduziert den Lösungsraum für das Jahr 2050, dennoch sind zahlreiche potentielle Optionen denkbar. Fundamentale Veränderungen erfordern technologieneutralen Blick in die Zukunft. Die potentiellen Optionen lassen sich oft durch einfache bilanzielle Thermodynamik-basierte Ansätze und durch die Analyse des zeitlichen Beitrags der Technologie bewerten und einordnen. Dabei sollte die Komplexität reduziert werden wo möglich und nur dort erhöht werden wo nötig. Weiterhin sollten Methoden nach der Art der zu beantwortenden Frage gewählt werden und die Modellierung nicht zum Selbstzweck angewandt werden.

Literatur

- [1] UNITED NATIONS. *Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009*. 2009 02.02.2015]; Available from: <http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/11a01.pdf>.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. *UN-Klimakonferenzen*. 2013 02.02.2015]; Available from: <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/un-klimakonferenzen/ergebnisse-der-un-klimakonferenzen/>.
- [3] United Nations. *ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Proposal by the President*. 2015 21.03.2016]; Available from: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>.

- [4] Bundesministerium für Umwelt, N.u.R. *Klimaschützer schreiben Geschichte*. 2015 21.03.2016]; Available from: [http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/klimaschuetzer-schreiben-geschichte/?tx_ttnews\[backPid\]=4141&cHash=ab8898c3963d70df00fa01986a83bf03](http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/klimaschuetzer-schreiben-geschichte/?tx_ttnews[backPid]=4141&cHash=ab8898c3963d70df00fa01986a83bf03).
- [5] Umweltbundesamt. *Ziele der Energiewende*. 2014 02.02.2015]; Available from: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/ziele-der-energiewende>.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"*. 2014.
- [7] *Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Von der Stromwende zur Energiewende*. 64, 2014. 5: p. 32-36.
- [8] Robinius, M., *Strom- und Gasmärkte zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, in *RWTH Aachen University*. 2015: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag. p. 255.
- [9] Hügli, A., et al., *Philosophielexikon: Personen und Begriffe der abendländischen Philosophie von der Antike bis zur Gegenwart*. 2013: Rowohlt E-Book.
- [10] Sedlacek, K.D., *Emergenz: Strukturen der Selbstorganisation in Natur und Technik*. 2013: Books on Demand.
- [11] Wiedemann, T., *Systemanalyse bei der Entwicklung von Simulationsmodellen*. 2014.
- [12] Schwefel, H.-P., *Systemanalyse - Epistemologische Grundlagen*. 2004.
- [13] Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, *Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse - Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien*. 2008.
- [14] Reger, P.D.G. and D. Mietzner, *Strategische Vorausschau und Szenarioanalysen: Methodenevaluation und neue Ansätze*. 2010: Gabler Verlag.
- [15] acatech, *Mit Energieszenarien gut beraten - Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung*. 2015.
- [16] Otto, A., *Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie*. 2015: Forschungszentrum Jülich GmbH, Energie & Umwelt 268.
- [17] *Abschlussbericht der Enquetekommission zur Zukunft der chemischen Industrie in Nordrhein-Westfalen im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren (Enquetekommission II)*. 2015, Der Landtag NRW Enquetekommission.
- [18] Schiebahn, S., et al., *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015. 40(12): p. 4285-4294.
- [19] Grube, T. *Die Rolle elektrochemischer Wandler und Speicher in der Energiewende*. in *FGE-Kolloquium*. 2014. Aachen.
- [20] Robinius, M. and D. Stolten, *Power-to-Gas: Quantifizierung lokaler Stromüberschüsse in Deutschland anhand unterschiedlicher Windenergie-Ausbaustufen*, in *9. Internationale Energiewirtschaftstagung 2015*: Wien.

Dr. Martin Robinius¹ (+49 2461 61 3077, E-Mail: m.robinius@fz-juelich.de), Dr. Thomas Grube¹, Dr. Sebastian Schiebahn¹, Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten^{1,2}

¹ Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., D-52428 Jülich

² RWTH Aachen Universität, Lehrstuhl für Brennstoffzellen, Fakultät für Maschinenwesen, D-52056 Aachen

Keywords: Szenarien, Systemanalyse, Methodik, Energiewende

Wasserstoff als Energieträger: Eine Systemanalyse

Sebastian Schiebahn¹, Thomas Grube¹, Martin Robinius¹, Vanessa Tietze¹, Detlef Stolten^{1,2} ¹Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik, Forschungszentrum Jülich GmbH, ²RWTH Aachen

Kurzfassung

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik erfordert neue Konzepte zur netztechnischen Integration, denn Erzeugung und Verbrauch sind zeitlich und räumlich immer schwerer im Gleichgewicht zu halten: die großtechnische Speicherung von elektrischer Energie wird notwendig. Lastverschiebungen und der Ausbau des europäischen Stromnetzes können den Bedarf an großen Energiespeichern zwar mindern, jedoch nicht ersetzen. Für die benötigte Energiespeicherung im TWh-Bereich sind chemische Energieträger als Speicher geeignet. Elektrolytisch produzierter Wasserstoff bietet hierfür das mit Abstand größte Potenzial. Dadurch eröffnet sich auch die Möglichkeit, die Energiewende vom Strom- auf den Verkehrssektor und auf die industrielle Nutzung auszuweiten.

In diesem Beitrag wird eine Systemanalyse für ein Szenario mit hohem Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2050 vorgestellt. Die zeitlich und örtlich hoch aufgelöste Analyse der Residuallast nach Stromnetzberechnung erlaubt die genaue Platzierung der Elektrolyseure. Aufbauend darauf wird eine kostenoptimierte H₂-Infrastruktur zur flächendeckenden Versorgung des deutschen Straßenverkehrs vorgestellt, welche geografische Limitationen hinsichtlich potentieller Untergrundspeicher sowie technische Restriktionen der jeweiligen Elemente berücksichtigt.

Einleitung

Ausgelöst durch wissenschaftliche Erkenntnisse, die den aktuellen Klimawandel als anthropogen verursacht einstufen, durchläuft die Energiewirtschaft eine radikale Transformation in Richtung einer erneuerbaren, treibhausgasarmen Basis. In diesem Rahmen hat sich die deutsche Bundesregierung ehrgeizige Ziele gesetzt mit dem Anspruch, eine Vorreiterrolle hinsichtlich der Energiewende zu übernehmen. So verpflichtet sich die deutsche Bundesregierung, die Treibhausgas- (THG-) Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber den Emissionen von 1990 zu reduzieren [1]. Das völkerrechtlich bindende Abkommen im Rahmen der Weltklimakonferenz in Paris 2015 erfordert sogar eine neutrale Bilanz der Treibhausgasemissionen in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts [2]. Die Komplexität dieser Aufgabe ist insofern groß, da neben der Reduktion der Emissionen weiterhin die Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben sowie das Wirtschaftswachstum durch zusätzliche finanzielle Belastung nicht gebremst werden soll. Durch den parallel dazu verlaufenden Ausstieg aus der Kernenergie wird die Schwierigkeit dieser Aufgabe noch weiter erhöht, da der Beitrag dieser bezüglich des Kohlendioxidausstoßes vorteilhaften Stromproduktionstechnologie ersetzt werden muss.

Zur Erreichung dieser Ziele bedarf es eines massiven Ausbaus der erneuerbaren Strombereitstellungstechnologien. Während Wasserkraft in Deutschland nur noch ein geringes Ausbaupotenzial hat und Biomasse aufgrund der Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion größtenteils auf die Reststoffverwertung begrenzt ist, verbleibt für Deutschland die Wind- und Sonnenenergie mit den größten Potenzialen. Beide Technologien haben die Eigenschaft, bedingt durch die direkte Wetterabhängigkeit stark fluktuierend zu sein. Die Nutzung der Sonnenenergie durch Photovoltaikanlagen hat neben den

Tag/Nachtzyklen auch eine starke saisonale Abhängigkeit. Durchschnittlich werden hier jährliche Volllaststunden in der Größenordnung von 1000 h/a erreicht, was einer Auslastung von gut 11 % entspricht [3]. Die Auslastung von Windenergieanlagen hängt in großem Maße von den Windbedingungen am Standort ab. Während Offshore-Anlagen mit über 4000 Volllaststunden pro Jahr eine vergleichsweise kontinuierliche Stromproduktion bereitstellen, ist diese bei Onshore-Anlagen mit 1500 bis 3000 h/a reduziert, jedoch höher als die von PV-Anlagen [3]. Windenergieanlagen unterliegen wetterlagenabhängigen Schwankungen, welche sowohl zu starken Auslastungen über viele Tage hinweg als auch zu kompletten Flauteperioden von mehreren Wochen führen können. Saisonal betrachtet lässt sich beobachten, dass durch starke Stürme die Herbst- und Wintermonate vermehrt erhöhtes Windaufkommen aufweisen, während es im Frühling und Sommer im Durchschnitt öfter windstill ist [4]. Abbildung 1 zeigt exemplarisch für jeweils zwei Wochen im Januar und im Juli, welche Beiträge ein fortgeschrittener Ausbau (167 GW_e onshore und 70 GW_e offshore Windkraft) der erneuerbaren Stromproduktion im Verhältnis zum Strombedarf (rote Linie) liefert.

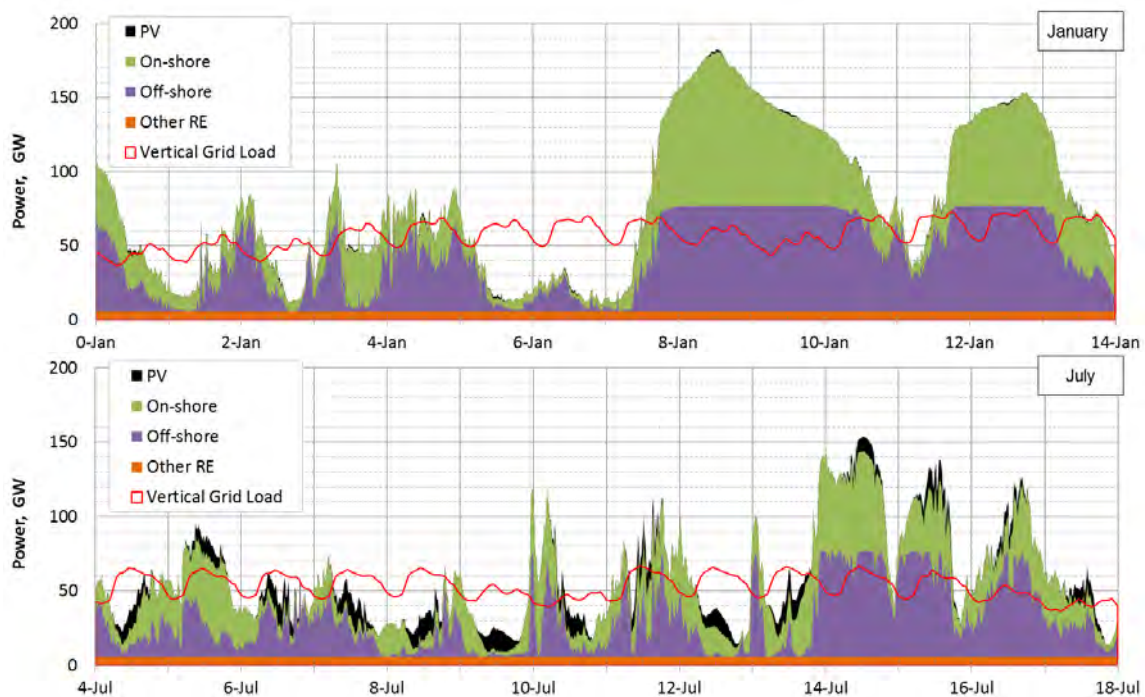


Abbildung 1: Vertikale Netzlast und Einspeisung aus erneuerbaren Energien für ein Szenario mit starkem Ausbau der Windkraft [5]. Die installierte Leistung der onshore- und offshore-Windkraftanlagen wurde entsprechend den Annahmen dieses Szenarios skaliert.

Diese starke Abhängigkeit der zukünftigen Stromproduktion von Ort und Zeit erfordert eine Umstellung des Energiesystems auf mehreren Ebenen. Zum einen ist das bisherige Stromnetz auf eine zentrale, bedarfsgesteuerte Stromproduktion in der Nähe der Verbraucher eingestellt. Dies ändert sich durch die vermehrt dezentrale und wetterabhängige erneuerbare Stromproduktion. Zum anderen erfordert der zeitliche Versatz von Angebot und Nachfrage den Aufbau von großskaligen Energiespeichern (siehe Abbildung 1). Diese müssen, insbesondere durch die saisonalen Schwankungen, Energiemengen im zweistelligen Terawattstundenbereich aufnehmen können [6].

Des Weiteren fällt auf, dass das größte regenerative Potenzial in der Strombereitstellung zu finden ist, die Emission von Treibhausgasen mit über 60 % jedoch in anderen Bereichen erfolgt [7]. Folglich reicht eine Dekarbonisierung der Stromproduktion nicht aus, sondern die

Energiewende muss sich auf alle energiebenötigenden Sektoren erstrecken. Im gesamten Mobilitätsbereich und Transportsektor sowie in der Wärmebereitstellung für Haushalte, in Gewerbe und Industrie sind dazu neben Effizienzmaßnahmen ebenfalls Umstellungen auf erneuerbare Energien notwendig. Dies erfordert eine zunehmende Kopplung des Stromsektors mit anderen Wirtschaftsbereichen.

Power-to-Gas als Systemlösung

Eine mögliche Kopplung bietet das Power-to-Gas-Prinzip mit Wasserstoff als einem zentralen Energieträger. Dabei wird ein Teil des erneuerbar produzierten Stroms, vorzugsweise der Anteil, der gerade nicht anderweitig im Stromnetz genutzt oder transportiert werden kann, in Elektrolyseanlagen genutzt, um damit Wasser getrennt in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Dies erlaubt sowohl die geforderte großskalige Stromspeicherung mit dem chemischen Energieträger Wasserstoff als auch dessen universellen Einsatz in anderen Wirtschaftsbereichen, etwa als Rohstoff in der Chemieindustrie, z.B. zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe. Stammt der dafür benötigte Kohlenstoff ebenfalls aus erneuerbaren Quellen, wie zum Beispiel aus Biomasse oder aus Kohlendioxid, welches aus nachhaltigen Quellen stammt, kann so theoretisch die gesamte erdölbasierte Wertschöpfungskette erneuerbar ersetzt werden. Allerdings muss bei all diesen technisch möglichen Optionen die Ausführbarkeit der Umsetzung sowie dessen Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit findet sich im Bereich der Elektromobilität bei Brennstoffzellenfahrzeuge, die reinen Wasserstoff benötigen. Damit bieten sie eine Alternative zu ebenfalls lokal emissionsfreien Batteriefahrzeugen, ermöglichen jedoch Fahrreichweiten von über 500 km und Betankungsdauern im Bereich von 3 bis 5 Minuten.

Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff bedarf einer Infrastruktur für dessen Verteilung und Speicherung. Die Art der Infrastruktur bestimmt zusätzliche Einsatzmöglichkeiten des Wasserstoffs. Generell lassen sich drei Optionen unterscheiden (siehe Abbildung 2) [8]:

- Option 1: Es wird eine eigene Transport- und Speicherinfrastruktur für reinen Wasserstoff errichtet. Zur großtechnischen Speicherung kommen dafür insbesondere Salzkavernen in Frage, welche unterirdische Hohlräume mit geometrischen Volumina in der Größenordnung von 500.000 m³ sind [9]. Diese existieren insbesondere im Norden Deutschlands und haben bereits heute das Potenzial, Wasserstoff im zweitstelligen Terawattstundenbereich zu speichern [10]. Der Transport des Wasserstoffs kann auf verschiedene Weisen erfolgen. Heute werden kleinere Mengen insbesondere in Form von Druck- oder Flüssigwasserstoff mittels Trailern transportiert. Größere Mengen können mittels dedizierter Wasserstoffpipelines transportiert werden, ein seit langem praktiziertes Verfahren. Der Vorteil dieser Option gegenüber der nachfolgenden Option 2 liegt darin, dass die Wertigkeit des Wasserstoffs als Reinstoff erhalten bleibt und dieser überall dort verwendet werden kann, wo reiner Wasserstoff erforderlich ist. Der Nachteil findet sich in der Notwendigkeit, eine neue Infrastruktur für den Wasserstoff errichten zu müssen.
- Option 2: Alternativ kann der Wasserstoff direkt ins bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Das flächendeckend verfügbare Erdgasnetz gewährleistet eine Versorgung sowohl der erdgasbasierten Kraftwerke, der Chemieindustrie und der Tankstellen als auch der Haushaltsebene. Allerdings begrenzen technische Anforderungen die maximal zulässige Einspeisemenge an Wasserstoff ins Erdgasnetz. Im Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) ist der maximal zulässige Anteil an Wasserstoff im Erdgas auf 5 Vol.-%

begrenzt [11, 12]. Die tatsächlichen technischen Restriktionen sind vor allem durch den Endverbraucher gegeben. Während Anwendungen im Haushalt auch höhere Wasserstoffkonzentrationen erlauben, sind Erdgasturbinen und Erdgasfahrzeuge auf niedrige H_2 -Konzentrationen limitiert [13]. Darüber hinaus verliert der Wasserstoff mit seiner Mischung im Erdgasnetz seine Wertigkeit als Reinstoff. In dieser Mischung trägt der Wasserstoff nur noch mit seinem eingebrachten Heizwert bei. Wird er wieder für Anwendungen gebraucht, welche reinen Wasserstoff benötigen, ist eine vorherige Trennung und Aufbereitung erforderlich.

Option 3: Um das Problem der begrenzten Einspeisekapazität zu umgehen, kann der Wasserstoff auch direkt mit CO_2 gemäß der Sabatier-Reaktion methanisiert werden. Dabei sollte vorzugsweise biogen bereitgestelltes CO_2 verwendet werden. Das synthetische Methan kann hier in beliebigen Mengen eingespeist werden und erfüllt naturgemäß alle Anforderungen bezüglich Reinheit und Brennverhalten zur Nutzung der Speicher sowie der verschiedenen Endanwendungen. Der Nachteil dieser Prozessroute findet sich in dem zusätzlichen Wirkungsgradverlust, welcher durch die Methanisierung entsteht, sowie in der Notwendigkeit einer lokal vorhandenen CO_2 -Quelle, was aufgrund der zunehmenden Dekarbonisierung zu einer zusätzlichen Hürde werden könnte.

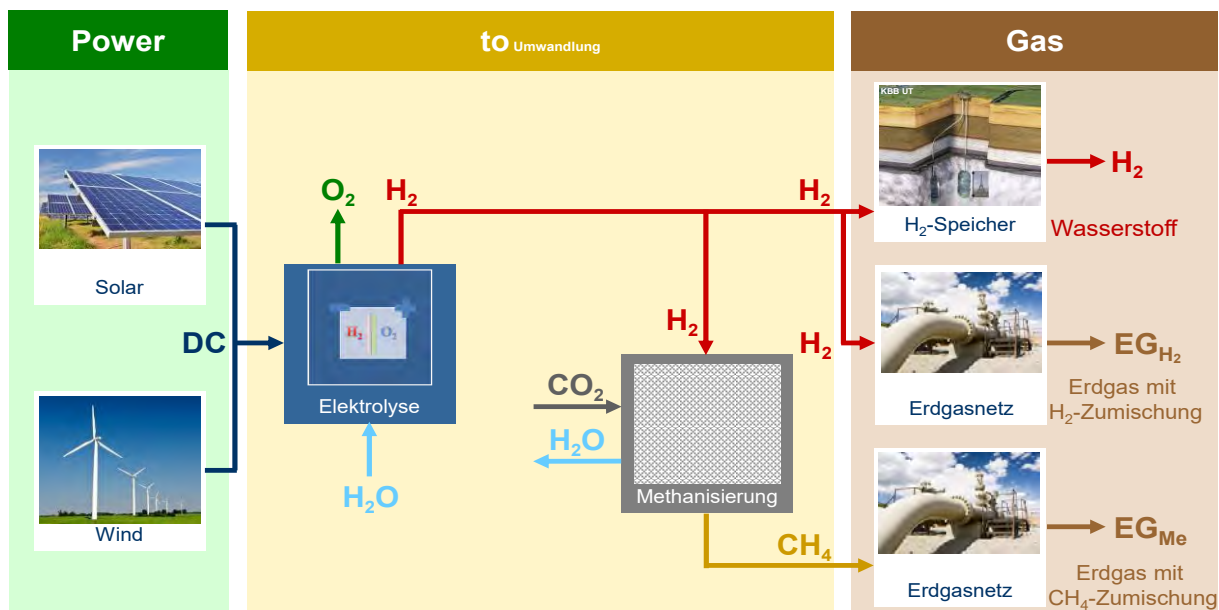


Abbildung 2: Prinzip der Power-to-Gas-Prozessrouten [13]

Wasserstoff als regenerativ erzeugter Kraftstoff im Straßenverkehr

Um die Verwendung von Wasserstoff als einem zentralen Energieträger wirtschaftlich zu bewerten, bedarf es einer fundierten technischen Auslegung des Energiesystems inklusive der zugehörigen Infrastrukturelemente. Unter den beschriebenen Optionen liegt in dieser Untersuchung der Fokus auf der direkten Nutzung des Wasserstoffs. Dazu wird im Folgenden zunächst ein Zukunftsszenario definiert, welches einen fortgeschrittenen Ausbaustand erneuerbarer Energien beinhaltet. Anschließend wird ein Wasserstoffbedarf für brennstoffzellenbasierte Mobilität festgelegt. Aufbauend auf diesen Voraussetzungen wird eine Wasserstoffinfrastruktur, bestehend aus Elektrolyseuren, Wasserstoffspeichern, Transportnetz und Wasserstofftankstellen ausgelegt, welche diesen Anforderungen gerecht wird.

Im gewählten Szenario basiert die erneuerbare Stromproduktion vornehmlich auf Windenergieanlagen, da diese hinsichtlich der Stromgestehungskosten die günstigste Technologieoption darstellen. Die angenommene installierte Windenergiekapazität beläuft sich dabei auf 170 GW_e an Land und 59 GW_e auf See. Bei der Positionierung der Windenergieanlagen wurden unter Einhaltung von Mindestabständen und basierend auf historischen Wetterdaten die kostenoptimalen Standorte gewählt [14]. Diese befinden sich in Deutschland naturgemäß vorzugsweise im Norden. Durch die großen Nabenhöhen und die bereits heute vorhandenen Leistungskennlinien ergeben sich durchschnittliche Volllaststunden für Onshore-Windenergieanlagen von über 2000 h/a und bei Offshore-Windenergieanlagen von knapp 4000 h/a. Die Photovoltaik hat hier mit einer Stromproduktion von 47 TWh nur einen kleineren Anteil an der gesamten Stromproduktion. Detailliertere Ausführungen zur örtlichen Platzierung sowie zu zeitaufgelösten Erzeugungsserien finden sich in [14].

Die mittels Top-Down-Ansatz örtlich aufgelöste Last abzüglich der dort vorliegenden erneuerbaren Stromproduktion ergibt die örtlich aufgelöste Residuallast. Wird als positive Abschätzung angenommen, dass Deutschland zu diesem Zeitpunkt ein perfekt ausgebautes Stromnetz besitzt und innerhalb Deutschlands keine Netzengpässe vorliegen, ergibt sich, dass unter Verwendung der heute verfügbaren 40 GW_e Pumpspeicherkapazität eine Strommenge von 191 TWh_e an erneuerbarer Stromproduktion nicht genutzt werden kann. Zu Zeitpunkten mangelnder erneuerbarer Stromproduktion müssen 27 TWh_e via Erdgaskraftwerken bereitgestellt werden. Wird zur Worst-Case-Abschätzung das heutige Stromnetz mit begrenzten Leitungskapazitäten diesem Szenario zugrunde gelegt, erhöht sich die abzuregelnde Energie aufgrund von Netzengpässen auf 293 TWh_e. Wird diese Energiemenge via Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert von 70 % umgewandelt, dann ergibt sich eine Wasserstoffmenge von 4,0 bis 6,2 Millionen Tonnen. Die Szenariorahmendaten sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Erneuerbare Energien		
Erzeugungsart	Inst. Leistung [GW_e]	Prod. Strom [TWh_e]
Onshore-Wind	170	350
Offshore-Wind	59	231
Photovoltaik	55	47
Wasserkraft	6	21
Biomasse	7	44
Weitere Annahmen		
Strombedarf		528 TWh _e
Stromimporte		28 TWh _e
Stromexporte		45 TWh _e
Temporäre Stromüberschüsse		
Szenario „Kupferplatte mit Pumpspeicher“		191 TWh _e
Szenario „begrenzte Netzkapazitäten“		293 TWh _e

Tabelle 1: Stromseitige Szenarioannahmen und -ergebnisse [14]

Als Wasserstoffverbraucher werden Brennstoffzellenfahrzeuge untersucht. Bereits heute bieten Toyota und Hyundai mit dem Toyota Mirai und dem Hyundai ix35 Fuel Cell serienmäßig produzierte Brennstoffzellenfahrzeuge (Fuel Cell Vehicle: FCV) an. Zur

Abschätzung des Wasserstoffbedarfs wurde die Verbrauchsentwicklung der GermanHy-Studie [15] angenommen, welche eine Reduktion des H₂-Verbrauchs von 0,92 kg_{H2}/100 km auf 0,58 kg_{H2}/100 in 2050 prognostiziert. Mit einer angenommenen FCV-Penetration von 75 % ergibt sich eine gesamte Brennstoffzellenfahrzeuganzahl von 33,9 Millionen. Diese wurde mittels der Bevölkerungsdichte und der angemeldeten Fahrzeuge in Deutschland auf die einzelnen Landkreise verteilt [16]. Bei einer jährlichen Fahrleistung von 14.000 km ergibt sich daraus ein maximaler Wasserstoffbedarf von 2,93 Millionen t_{H2} pro Jahr. Zur flächendeckenden Versorgung der Brennstoffzellenfahrzeuge werden 9968 H₂-Tankstellen eingesetzt.

Zur Bereitstellung des Wasserstoffs inklusive der Verluste und des Eigenbedarfs wird bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % bezogen auf den unteren Heizwert eine Überschussstrommenge von 148 TWh_e benötigt. Dadurch können die Elektrolyseure kostenoptimal positioniert werden. Aufgrund der hohen Stromüberschüsse im Norden Deutschlands resultiert dies in der Verteilung von 28 GW_e installierter Elektrolyseleistung gemäß Abbildung 3 (rote Punkte) mit durchschnittlich 5300 Volllaststunden pro Jahr [14]. Zur Verbindung der Elektrolyseure mit den Tankstellen wurde ein Pipelinesetz nach Krieg [17] ausgelegt und kostenmäßig bewertet. Das Transmissionsnetz zum Transport bis zum Landkreis umfasst dabei eine Gesamtlänge von 12.100 km, während das Distributionsnetz zur Verteilung innerhalb der Landkreise eine Gesamtlänge von 29.670 km aufweist. Die saisonale Speicherung des Wasserstoffs sowie ein 60-Tage-Reserve wird durch Wasserstoff-Salzkavernen mit einer Kapazität von 48 TWh_{H2} realisiert.

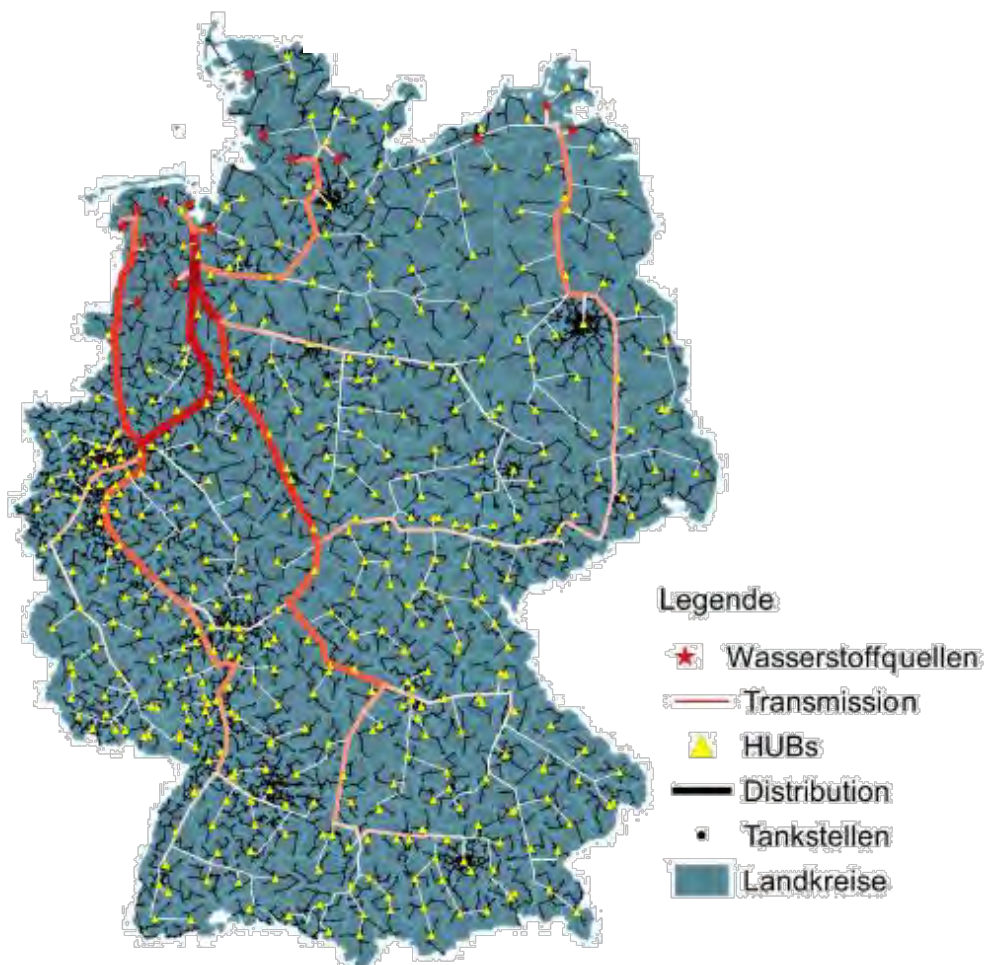


Abbildung 3 Wasserstoffpipelinesetz zur Versorgung von 9968 H₂-Tankstellen [14]

Wirtschaftliche Bewertung

Aufbauend auf den vorangegangenen technischen Auslegungen lassen sich die verschiedenen Optionen von Power-to-Gas wirtschaftlich bewerten und untereinander vergleichen. Die Randbedingungen und Kostenannahmen sind in Tabelle 2 detailliert dargestellt.

Für die Option der direkten Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz setzen sich die H₂-Gestehungskosten aus den Kosten für die Elektrolyse sowie den bezogenen Stromkosten zusammen. Dabei ergeben sich Gesamtkosten von 10,8 ct/kWh_{H2}. Wird der Wasserstoff vor der Einspeisung methanisiert, steigen die Kosten aufgrund der Wirkungsgradverluste sowie der Kosten der Methanisierung auf 15,9 ct/kWh_{CH4}. Beide Optionen bieten den Vorteil, dass durch die direkte Einspeisung ins Erdgasnetz zusätzliche Kosten für die Infrastruktur vermieden werden. Jedoch muss durch die Beimischung das eingespeiste Gas kostenmäßig direkt mit dem Erdgas verglichen werden, das bei heutigen Kosten (rund 2,5 ct/kWh) 4 bis 6,5 mal günstiger ist als das eingespeiste erneuerbare Gas.

Komponente	Annahmen	Abschreibungsdauer	Kosten [Mrd. €]
Elektrolyseure ($\eta = 70\%$) Methanisierung ($\eta = 80\%$)	28 GW _e @ 500 €/kW _e	10 a	14
	28 GW _e @ 403 €/kW _e	10 a	11
Pipelinesystem	Pipeline-Transportnetz Verteilnetz	40 a	6,7
		20 a	12
Salzkavernen	48 TWh _{H2}	40 a	8
Tankstellen (9.968)	2 Mio. €/Tankstelle	20 a	20
Weitere Annahmen			
Diskontierungszins		8 %	
Strombezugskosten		5,9 ct/kWh _e	

Tabelle 2: Komponenten und Investitionskosten für die Bereitstellung von Wasserstoff bzw. Methan [14]

Wird Wasserstoff als Kraftstoff gemäß Option 1 eingesetzt, ergibt sich ein anderes Bild. Durch die zusätzlichen Kosten für die Infrastrukturelemente und den Transport erhöhen sich die Wasserstoffbereitstellungskosten auf 17,5 ct/kWh_{H2}. Die Referenzkosten sind in diesem Fall durch das Benzin definiert, welches mit 70 ct/l bzw. 8 ct/kWh vor Steuern gegeben sind [18]. Da in diesem Fall jedoch die Kosten pro gefahrenen Kilometer von Relevanz sind, wird der Kostenvergleich nicht auf einer energetischen Basis durchgeführt. Stattdessen muss der Wirkungsgrad der Bereitstellung der mechanischen Energie mit berücksichtigt werden. Dieser ist bei Brennstoffzellenfahrzeugen mit 1,0 kg_{H2}/100km ungefähr doppelt so hoch wie beim benzinbetriebenen Fahrzeug. Zusätzlich besteht das Potenzial, durch Effizienzsteigerungen den Verbrauch weiter zu reduzieren, wobei 0,7 kg_{H2}/100km als realistisch eingestuft wird. Bei gleichen Fahrtkosten ergeben sich somit zulässige Wasserstoffgestehungskosten von 16 bis 22 ct/kWh_{H2}. Daraus ergibt sich, dass trotz der zusätzlichen Investitionskosten die Verwendung von Wasserstoff im Straßenverkehr durch die hohe Effizienz der

Brennstoffzellenfahrzeuge ein ökonomisch rentables Geschäftsmodell darstellen kann, wohingegen die direkte Einspeisung ins Erdgasnetz um den Faktor 4 bis 6,5 zu teuer ist (siehe Abbildung 4).

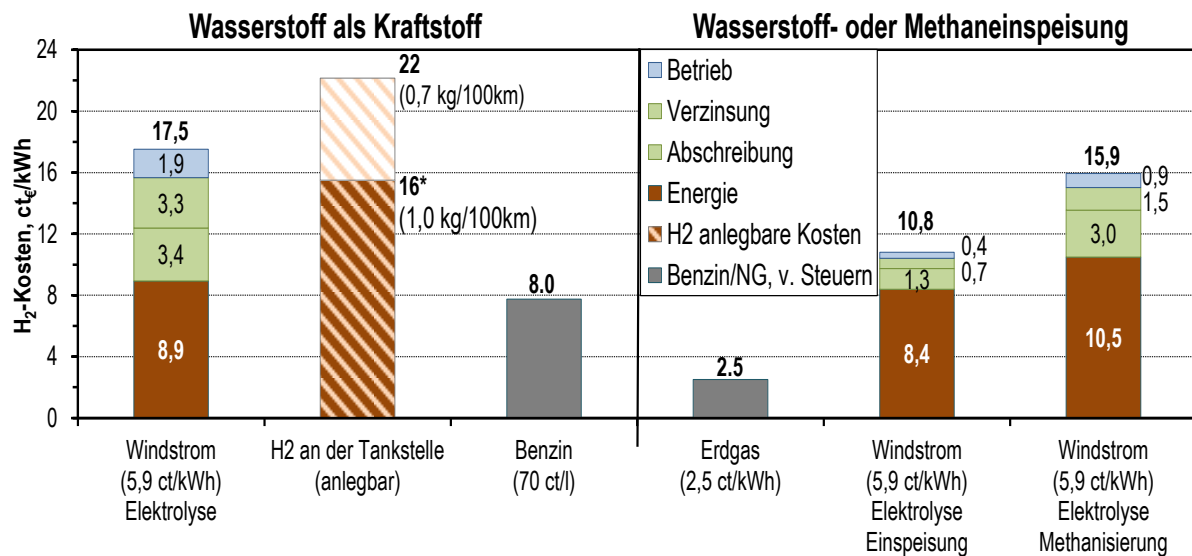


Abbildung 4 Kostenvergleich vor Steuern von Power-to-Gas Nutzungsoptionen

Zusammenfassung

Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen ist ein massiver Ausbau an erneuerbaren Energien erforderlich. Für Deutschland bietet die Windenergie das größte Potenzial hinsichtlich der erzeugbaren Energiemenge. Aufgrund der fluktuierenden Natur der erneuerbaren Stromproduktion werden Energiespeicher dabei eine zunehmende Bedeutung gewinnen. Die notwendigen Speicherkapazitäten im zweistelligen Terawattstundenbereich erfordern dabei den Einsatz von chemischen Speichern. Wasser-Elektrolyseure können in diesem System sowohl durch ihre flexible Betriebsweise den Stromsektor entlasten, als auch eine Kopplung des Stromsektors mit anderen Wirtschaftsbereichen durch den universell einsetzbaren Energieträger und Rohstoff Wasserstoff erzielen.

In diesem Beitrag wird ein erneuerbar basiertes Energiekonzept vorgestellt, in welchem die verschiedenen Nutzungsoptionen des Wasserstoffs untereinander verglichen werden. Durch den Ausbau der installierten onshore und offshore Windleistung auf 170 beziehungsweise 59 GW_e, ergeben sich Überschussstrommengen von mindestens 191 TWh_e. Ein Teil dieser Überschüsse wird in dem betrachteten Konzept zur Versorgung von rund drei Vierteln des deutschen Pkw-Bestands in Form von Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt. Zur Beurteilung dieser Option wurde dazu die gesamte Infrastrukturkette, inklusive Elektrolyseure, Speicher, Pipeline und Tankstellen technisch ausgelegt und kostenmäßig bewertet.

Die resultierenden Bereitstellungskosten des Wasserstoffs liegen bei 17,5 ct/kWh_{H₂}. Durch die höhere Nutzungseffizienz von Brennstoffzellenfahrzeugen gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen ergibt sich ein zulässiges Kostenniveau von 16 bis 22 ct/kWh_{H₂} vor Steuern, so dass im Rahmen dieser Option ein ökonomisch attraktives Geschäftsmodell gefunden werden kann, welches langfristig ohne Subventionen auskommen kann. Demgegenüber liegen die Kosten von Wasserstoff, der direkt ins Erdgasnetz eingespeist bzw. in einem weiteren Verfahrensschritt in Methan umgewandelt wird, mit 10,8 ct/kWh_{H₂} bzw. 15,9 ct/kWh_{CH₄} um den Faktor 4 bis 6,5 oberhalb derer von Erdgas, so dass hier eine wirtschaftliche Perspektive nicht gesehen wird.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"*. 2014.
- [2] United Nations. *ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Proposal by the President*. 2015 21.03.2016]; Available from: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>.
- [3] Kost, C., et al., *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. 2013, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Freiburg, Deutschland.
- [4] Rohrig, K., *Windenergie Report Deutschland 2014*. 2015, Fraunhofer IWES: Stuttgart, Deutschland.
- [5] Stolten, D., et al. *Eine Systemanalyse zur Implementierung erneuerbarer Energien in Deutschland*. in *4. Energiekolloquium der Chemie-Gesellschaften - Wind-to-Gas*. 2013. Frankfurt/M.: DECHEMA.
- [6] Ausfelder, F., et al., *Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung*. Chemie Ingenieur Technik, 2015. **87**(1-2): p. 17-89.
- [7] Umweltbundesamt, *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2014*. 2016, Dessau-Roßlau, Deutschland.
- [8] Schiebahn, S., et al., *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*. International Journal of Hydrogen Energy, 2015. **40**(12): p. 4285-4294.
- [9] Crotogino, F., *Wasserstoff-Speicherung in Kavernen*, in *PRO H2 Technologie Forum*. 2011.
- [10] Sedlacek, R., *Untertage-Gasspeicherung in Deutschland*. Erdöl Erdgas Kohle 131, **11** 2015.
- [11] DVGW, *Technische Regel*, in *Arbeitsblatt G 260 - Gasbeschaffenheit*. 2008.
- [12] Müller-Syring, G., et al., *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. 2013, DVGW: Bonn, Germany.
- [13] Schiebahn, S., et al., *Power to Gas*, in *Transition to Renewable Energy Systems*, D. Stolten and V. Scherer, Editors. 2013, WILEY-VCH: Weinheim.
- [14] Robinius, M., *Strom- und Gasmärkte zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, in *RWTH Aachen University*. 2015: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag. p. 255.
- [15] GermanHy. *Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?* 2009; Available from: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/germanHy_Abschlussbericht.pdf.
- [16] Tietze, V., *Techno-ökonomische Bewertung von pipelinebasierten Wasserstoffversorgungssystemen für den deutschen Straßenverkehr*. to be published.
- [17] Krieg, D., *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Strassenverkehrs mit Wasserstoff*. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ; 144. 2012, Jülich: Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek. 228 S.
- [18] Mineralölwirtschaftsverband. *Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin (95 Oktan, E5)*. Available from: <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=1>.

Sebastian Schiebahn² (+49 2461 61 8731, E-Mail: s.schiebahn@fz-juelich.de), Thomas Grube¹, Martin Robinius¹, Vanessa Tietze¹, Detlef Stolten^{1,2}

¹ Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., D-52428 Jülich; ² Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen Universität, c/o Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH, Wilhelm-Johnen-Str., D-52428 Jülich

Keywords: Power-to-Gas, Energiespeicher, Brennstoffzellenfahrzeug, Wasserstoff, Systemanalyse

Offshore Wind Energy - Chances, Challenges, and Impact from a Meteorological Point of View

Stefan Emeis, Institute for Meteorology and Climate Research – Atmospheric Environmental Research, Karlsruhe Institute of Technology, Garmisch-Partenkirchen

Abstract

Offshore wind parks are expected to contribute a greater share to the electricity generation from renewable energies in future. Chances of offshore electricity generation are the wide space available, higher wind speeds, less turbulence, less vertical wind speed gradients at hub height of the wind turbines and the invisibility of the installations to the general public. Whilst the first two arguments guarantee higher yields, the next two arguments mean lesser loads on the turbines. The last argument helps in getting permits.

Offshore wind energy generation has to face meteorological challenges which come in addition to the well-known logistic challenges. Higher wind speeds and less surface friction can lead to higher wind speed extremes. Low turbulence intensity prolongs wakes behind single turbines and entire wind parks. Therefore, turbine and park spacing has to be larger than onshore in order to ensure the same yield for a given wind speed.

Longer wakes means higher impact of offshore wind parks on each other and on the local and regional climate. Climate modifications could be, e.g., enhanced cloud formation and changed precipitation patterns. A recently launched research project (WIPAFF, WInd PARK Far Fields) funded by the German Ministry of Economic Affairs and Energy will investigate these impacts within the next three years.

Chances

Offshore electricity generation from the kinetic energy of the wind (wind energy) is expected to contribute a larger share to the future electricity generation, because it can benefit from several chances. First of all, ocean surfaces are much smoother than land surfaces. This leads to higher mean wind speeds, reduced turbulence intensity and less vertical wind gradients over the rotor plain of the turbines. In addition, wide space for wind parks is available offshore and the turbines remain invisible to the general public.

Energy yields from the German offshore wind parks in 2015 demonstrate that these chances are real and can actually be used. On the average about 6 % of the installed wind power in Germany (2.5 GW out of 38.6 GW) was installed offshore in 2015 [1]. But, these offshore installations produced more than 11 % (7.9 TWh out of 71.1 TWh) of the total electric energy generated from wind energy in Germany in 2015 [2].

This higher efficiency of offshore wind parks comes from higher and steadier wind speeds over the sea. Part of this higher steadiness of offshore wind speeds is due to the missing stability-driven diurnal cycle of wind speeds due to the thermal inertia of the ocean water. Fig. 1 shows the electric power available from all German offshore wind parks in the North Sea for four days in November 2015 as an example. For a larger wind speed range between 8 and 20 m/s at Helgoland (this is not hub height wind speed at the turbines but 10 m wind speed over the island of Helgoland) the electric power is constant at about 2.4 GW. The lower

values on November 27 and 29 are most probably due to turbines or entire parks which were switched off for maintenance. Essentially, two and a half days of constant power was delivered from the ensemble of wind parks in the German North Sea during those four days.

Fig. 1 shows another important and interesting feature: the impact of the cut-off wind speed on power generation. In the evening of November 29, 2015, wind speed at Helgoland exceeded 20 m/s for about three to four hours. This meant widespread exceedance of the cut-off wind speed of 25 m/s at hub height in the wind parks in the German North Sea. The consequence is a drastic dip in the power curve. Power declined from 2.2 GW down to 0.4 GW within 2.5 hours and recovered within the next 1.5 hours from 0.4 GW to 2.0 GW. Such a large and rapid change is a large challenge for grid operators if such events appear unexpectedly. For comparison: the power dip due to the solar eclipse in Germany on March 20, 2015 was even sharper. Nationwide solar power dropped from 13.3 GW to 5 GW within one hour and then recovered to 19.5 GW with the next one and one quarter hours [3]. Grid operators were well prepared and managed to run the German electricity grid without any disturbance.

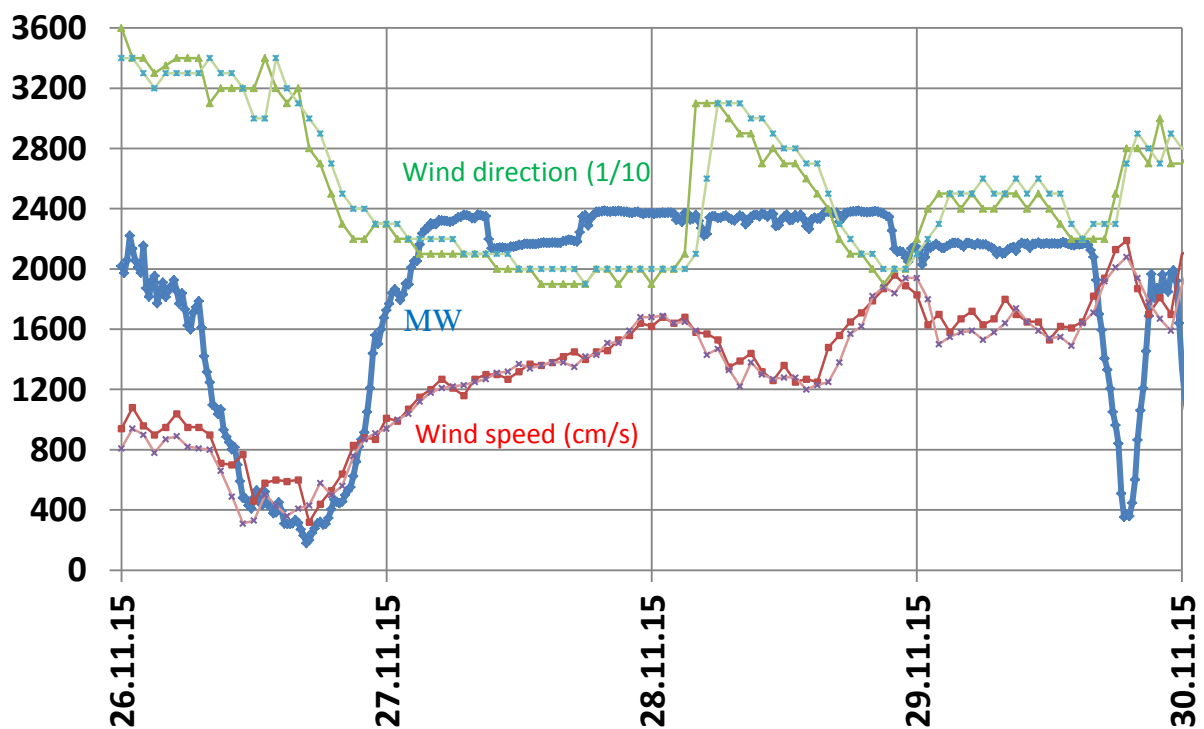


Fig. 1. Four days (November 26 to 29, 2015) of electric power in MW from all German offshore windfarms in the North Sea (blue curve) [5], wind speed in cm/s measured at UFS Deutsche Bucht and Helgoland (red curves), and wind direction in 1/10 of degrees at UFS Deutsche Bucht and Helgoland (green curves) [6].

It could be questioned whether a sharp shut-down of wind turbines at cut-off wind speed is the best option for a larger number of powerful turbines in a relatively small area. Maybe, a smoother transition from full operation to a complete stand-still over a wind speed range of several metres per second could be a solution [4].

Challenges

Higher mean wind speeds offshore are connected to higher extreme wind speeds as well. FINO1 data has already been analysed for extreme 10 min wind speeds [7]. Fig. 2 top shows FINO1 data from 2003 to 2007 on Gumbel plot.

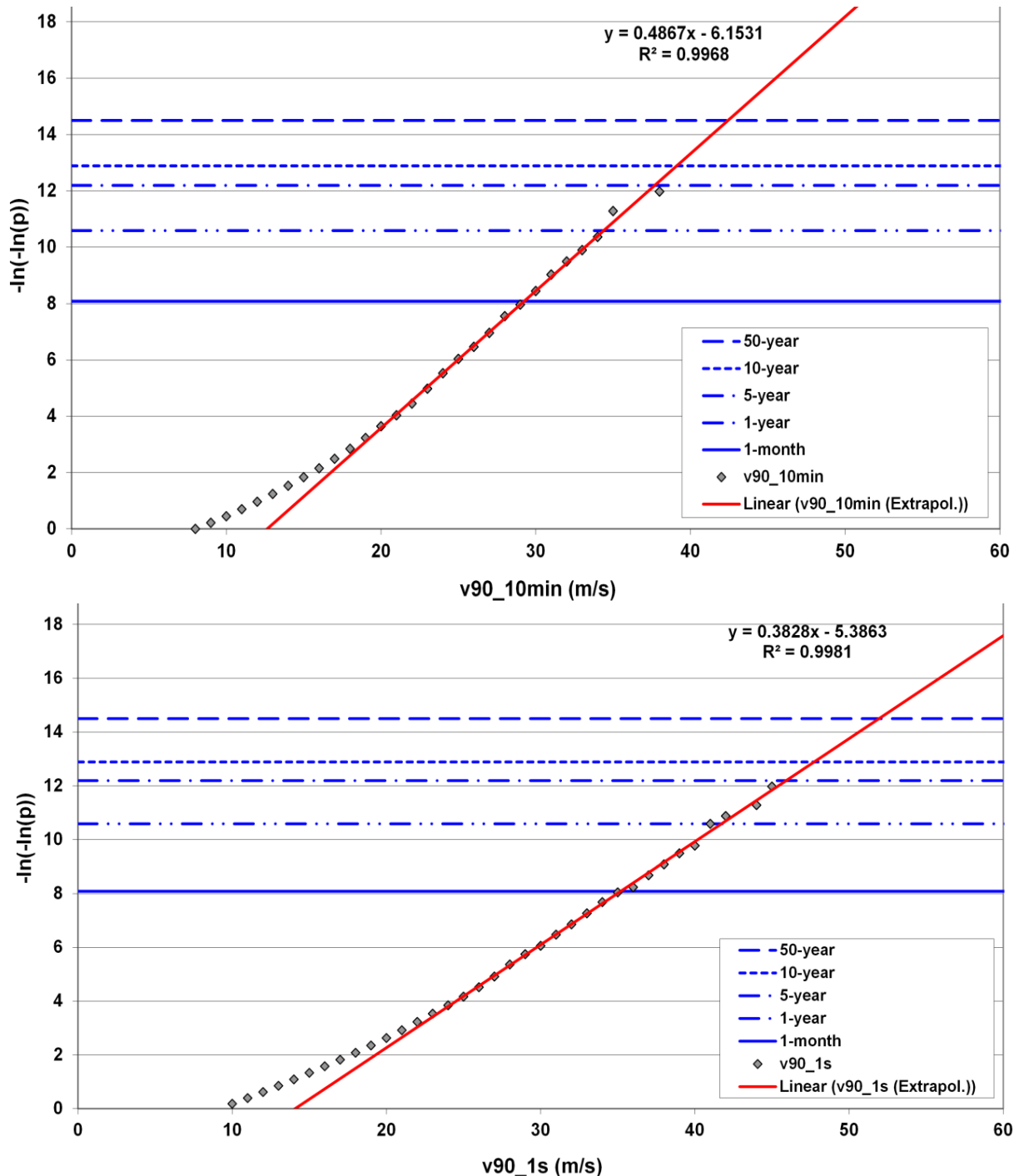


Fig. 2. Gumbel plot for the 10 min mean wind speed (top) and the 1 sec gust (below) at 90 m height at FINO1 for the years 2003 to 2007. 1-m/s bins have been used to aggregate the wind speed data. Red lines indicate linear extrapolation; horizontal blue lines give threshold values for different return periods. p denotes accumulated probability.

The data for 1 sec gusts has been added here as well (Fig. 2 below). Both, the FINO1 10 min and 1 sec wind speed data follow Gumbel extreme value statistics for wind speeds above roughly 20 m/s. Therefore, linear extrapolation can be made (red lines in Fig. 2). For 10 min mean winds about 35 m/s can be expected with a one-year return period and about 43 m/s with a 50 year return period. For 1 s gusts about 42 m/s can be expected with a one-year return period and about 53 m/s with a 50 year return period. Offshore wind turbines have to be designed for such extreme wind speeds. When the development continues for larger 10 MW to 50 MW turbines, segmented and morphing downwind-aligned rotor blade concepts [8] [9] become necessary in order to stand the high loads acting on the blades.

The next offshore challenge is long wakes behind turbines and wind parks due to the low turbulence intensity which does not provide a high enough turbulent momentum flux to refill the wakes as rapidly as it happens over land.

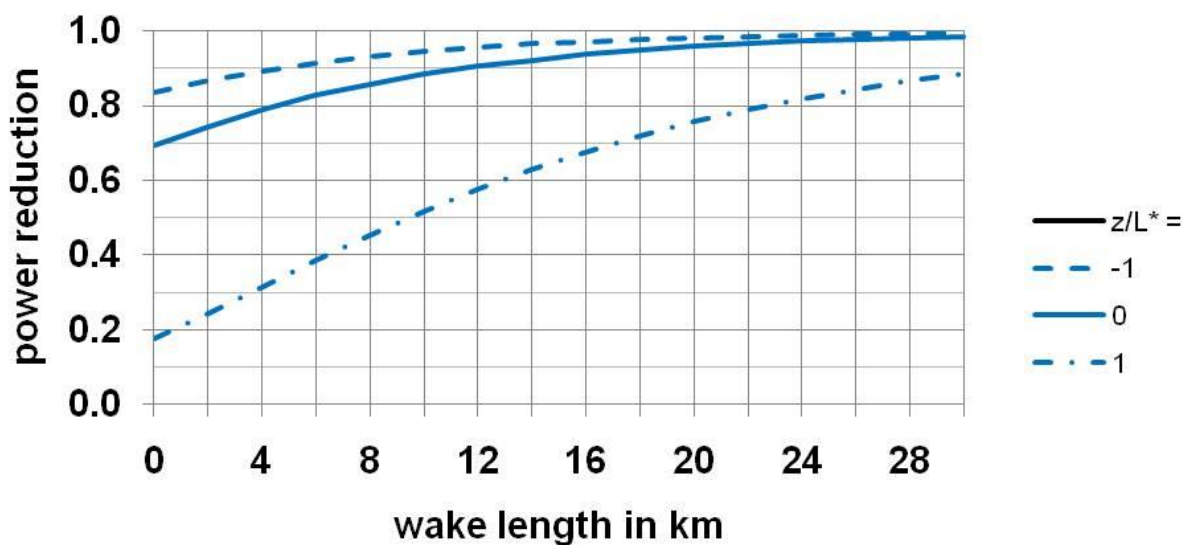


Fig. 3. Power reduction in the wake behind a very large offshore wind park with turbine density 10 (square root of park area over total rotor area) for different atmospheric stabilities (dashed line: unstable, full line: neutral, dash-dotted line: stable) computed from an analytical model [10].

Model calculations [10] show that the length of the wake depends strongly on atmospheric stability. Fig. 3 demonstrates that behind a very large wind farm it takes about 5 km before the available wind power has returned to about 90 % of the undisturbed value under unstable conditions ($z/L = -1$, L is the Monin-Obukhov length). It takes 12 km for neutral conditions and it even takes about 30 km for stable conditions ($z/L = 1$). In this context, ‘very large’ means that horizontal mixing for refilling the momentum deficit in the wakes can be neglected. Refilling is done by vertical turbulent momentum fluxes only.

Analysis of the correlation between wind speeds, wind direction and atmospheric stability from FINO1 data has shown that stable conditions prevail in the sector of most frequent wind directions (195° to 255° in Fig. 4). Simultaneously, highest wind speeds occur within this sector. The reason for this correlation are moving cyclones which convey warm air from the Southwest over colder water in the warm sector of the cyclones before the cold front is passing and which advect cold air from the Northwest behind the cold front. We expect to find a similar behaviour on the southern hemisphere with one difference only: there, the distribution should be just mirrored along a horizontal line from 270° to 90° .

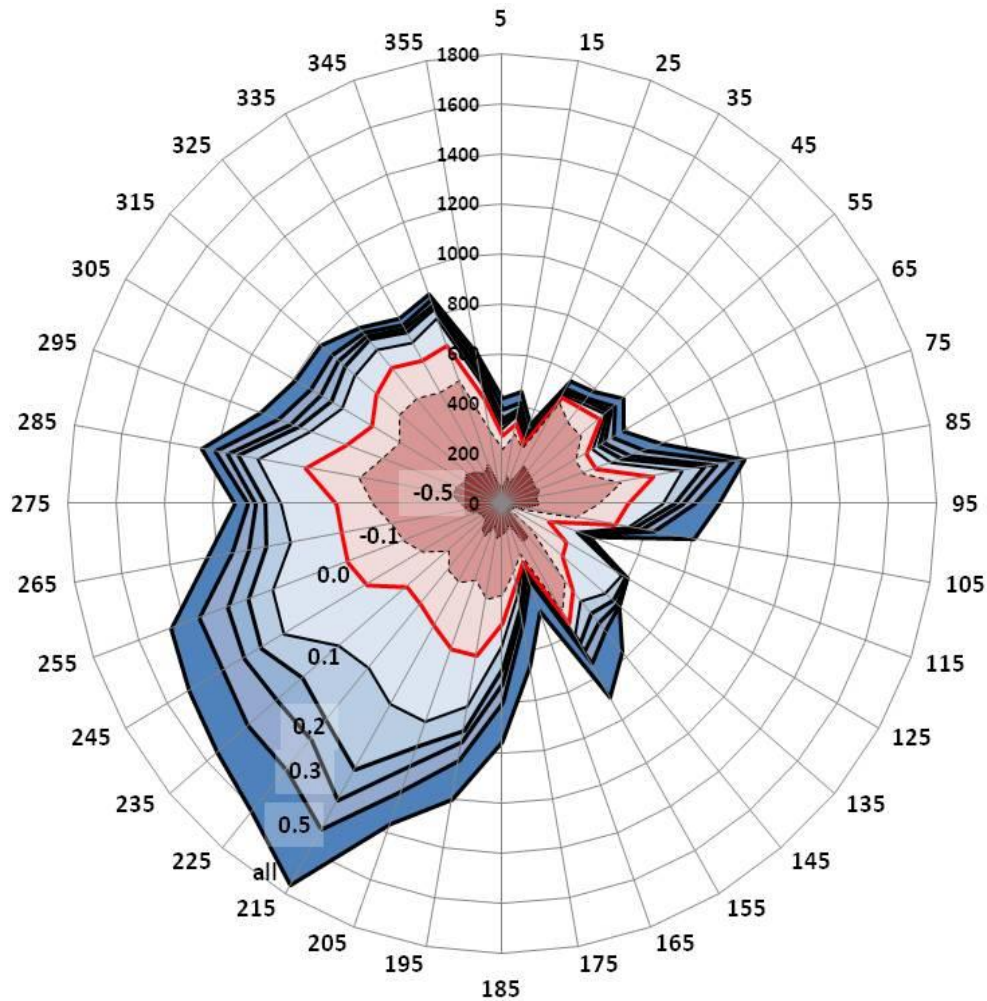


Fig. 4 Frequency of wind directions at 60 m height at FINO1 in 2005 from 10 min mean values for a wind speed range between 5 m/s and 25 m/s. Blue shading indicates stable conditions, red shading unstable conditions. Numbers give the stability parameter z/L .

Bringing the information from Figs. 3 and 4 together, this means that longest wakes appear with high wind speeds from the main wind direction. The planning of turbine distances within wind parks and of park distances should take this correlation into account.

Fig. 5 (top) compares computed [10] power output and wake lengths of very large offshore wind parks to equally large onshore wind parks. The cross-over of the curves for offshore wind parks with the respective horizontal lines for onshore parks with turbine density 10 indicates the larger turbine density necessary at offshore sites in order to yield the same harvest than from onshore parks (given the same geostrophic wind speed). These cross-overs are at densities 12.7 (stable conditions) to 13.8 (unstable conditions). Such offshore wind parks need 61.5 % to 91.7 % more space than onshore wind parks with the same power.

Offshore wind parks do not only need more space, they also have longer wakes as has already been seen from Fig. 3. Fig. 5 (bottom) compares wake lengths (this time a recovery to 95 % of the undisturbed power has been chosen as definition) of offshore wind parks with different turbine densities to the wake length of an onshore wind park with turbine density 10 under neutral conditions (horizontal line). It becomes obvious the wake lengths are a relatively weak function of turbine density only. A turbine density of 14 means a nearly doubling of the space necessary for the park.

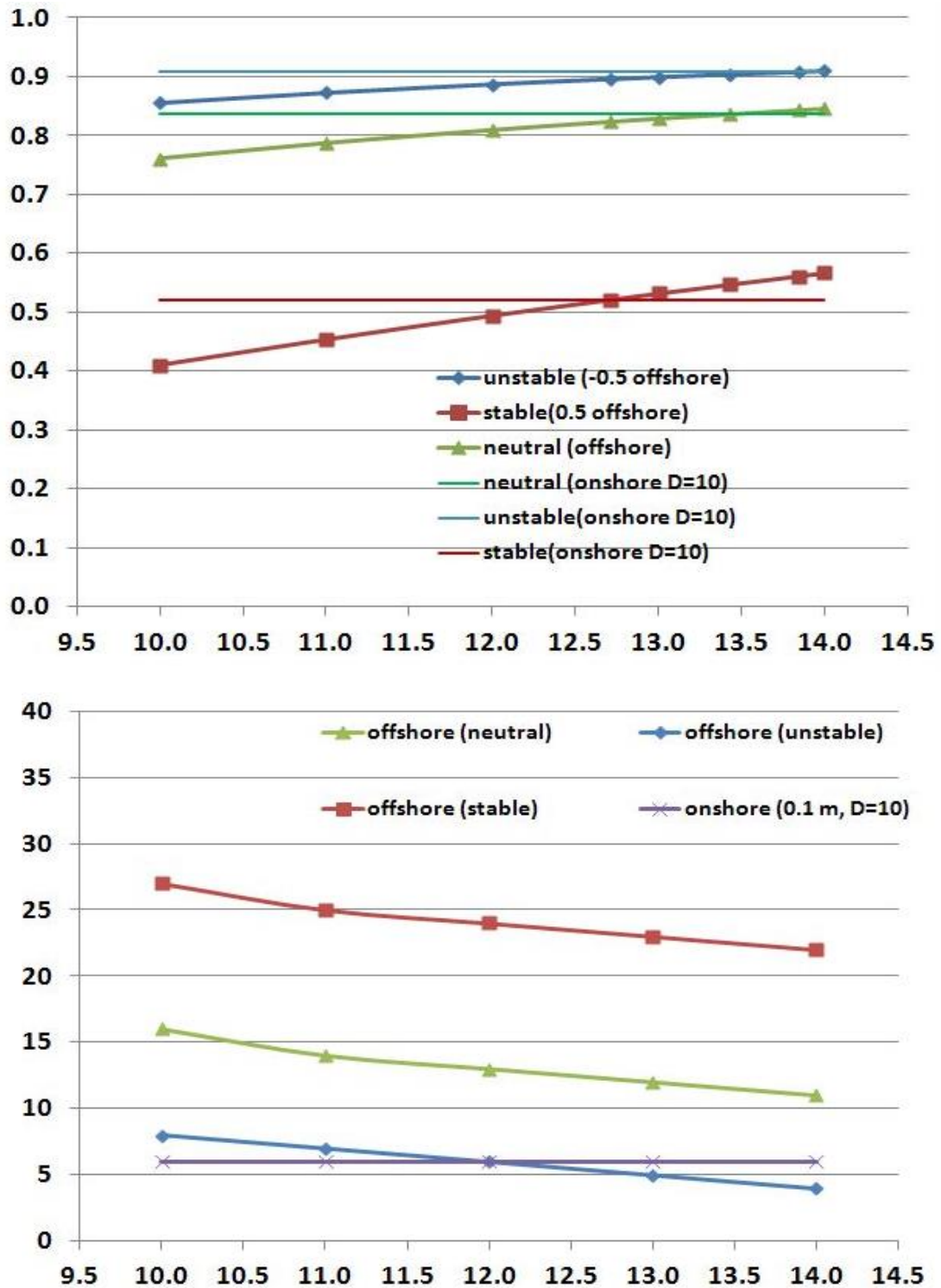


Fig. 5. Top: Reduced power of very large offshore wind parks (y-axis) versus turbine density (x-axis) compared to power reduction within an onshore wind park with a turbine density of 10 for unstable (blue, $z/L = -0.5$), neutral (green) and stable (red, $z/L = 0.5$) conditions. Bottom: As above, but wake length (recovery to 95% of power output) in km (y-axis) versus turbine density (x-axis) compared to wake length of an onshore wind park (roughness length 0.1 m) at neutral conditions. Both results were computed with the analytic model from [10].

Impacts

Longer wakes means higher impact of offshore wind parks on each other and on the local and regional climate. Climate modifications could be, e.g., enhanced cloud formation and changed precipitation patterns. Fig. 6 gives a schematic overview of possible impacts. Offshore wind parks break the wind speed. If flow over a material surface has to slow down, it has to deviate laterally and vertically. Induced vertical motion leads to increased cloud formation and even to increased formation of precipitation, if the humidity content of the atmosphere is high enough. The clouds will move downstream and can influence the incoming short-wave radiation further downstream. Induced precipitation over the parks could mean reduced precipitation downstream. Not much is known so far on these regional climate impacts. A first numerical study can be found in [11].

The aim of the recently launched research project WIPAFF (WInd PArk Far Fields) is the analysis of wind and turbulence conditions in far fields of offshore wind farms, i.e., 10 to 100 km behind the wind farms. This is done in order to estimate the impact of large offshore wind farms on neighbouring wind farms, and to assess by numerical modelling the impact of the whole array of planned wind farms in the North Sea on the regional climate. The existing simple analytical wind farm model [10] is to be validated in order to use it for rapid planning processes. The whole project is a common effort of five joined subprojects headed by the Institute for Meteorology and Climate Research of the Karlsruhe Institute of Technology in Garmisch-Partenkirchen. The other partners are from the University of Braunschweig, the Helmholtz Centre Geesthacht, UL International GmbH (DEWI) in Wilhelmshaven and the University of Tübingen. The project is funded by the German Federal Ministry of Economic Affairs and Energy. The project has started on November 1, 2015 and is projected to run until October 31, 2018.

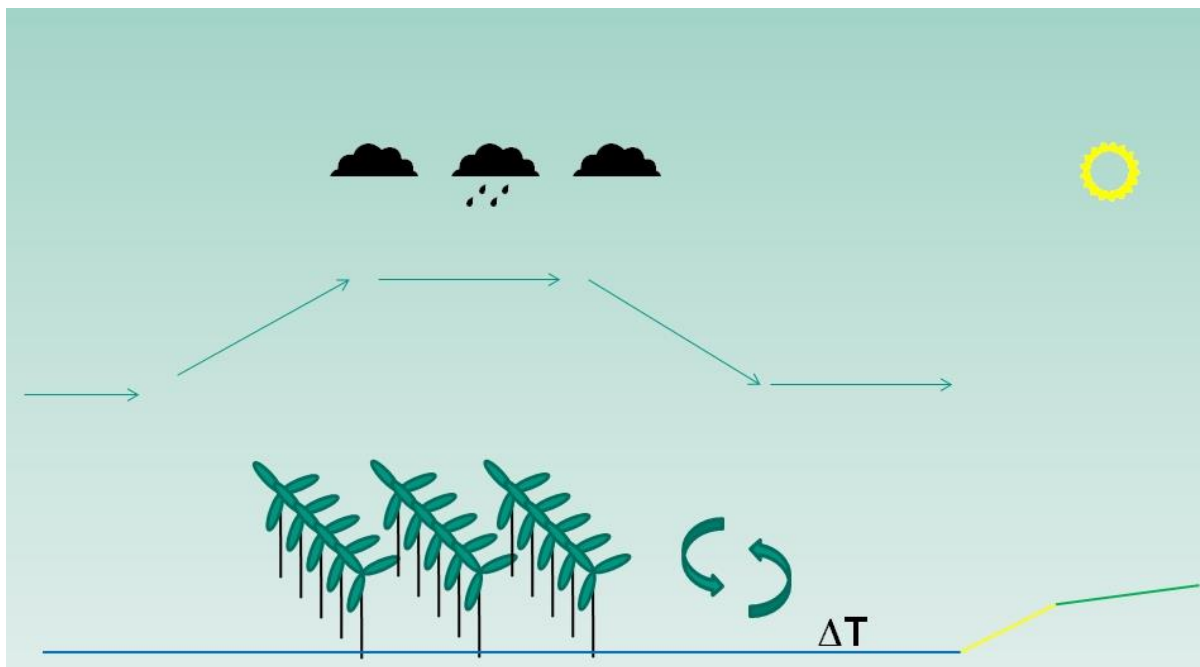


Fig. 6. Schematic of regional climate impact of large offshore wind parks.

The first step is to integrate an existing ocean wave model (WAM, [12]) into the meso-scale wind field model WRF [13] and to test the coupled model. An appropriate parameterization

scheme that describes the offshore wind farms is integrated into the model as well. Then the whole updated model is tested and validated with SAR, in-situ and aircraft data obtained and provided by the partnering projects within WIPAFF. The updated and tested model is then used to simulate the interaction of neighbouring wind farms in the North Sea and to assess the

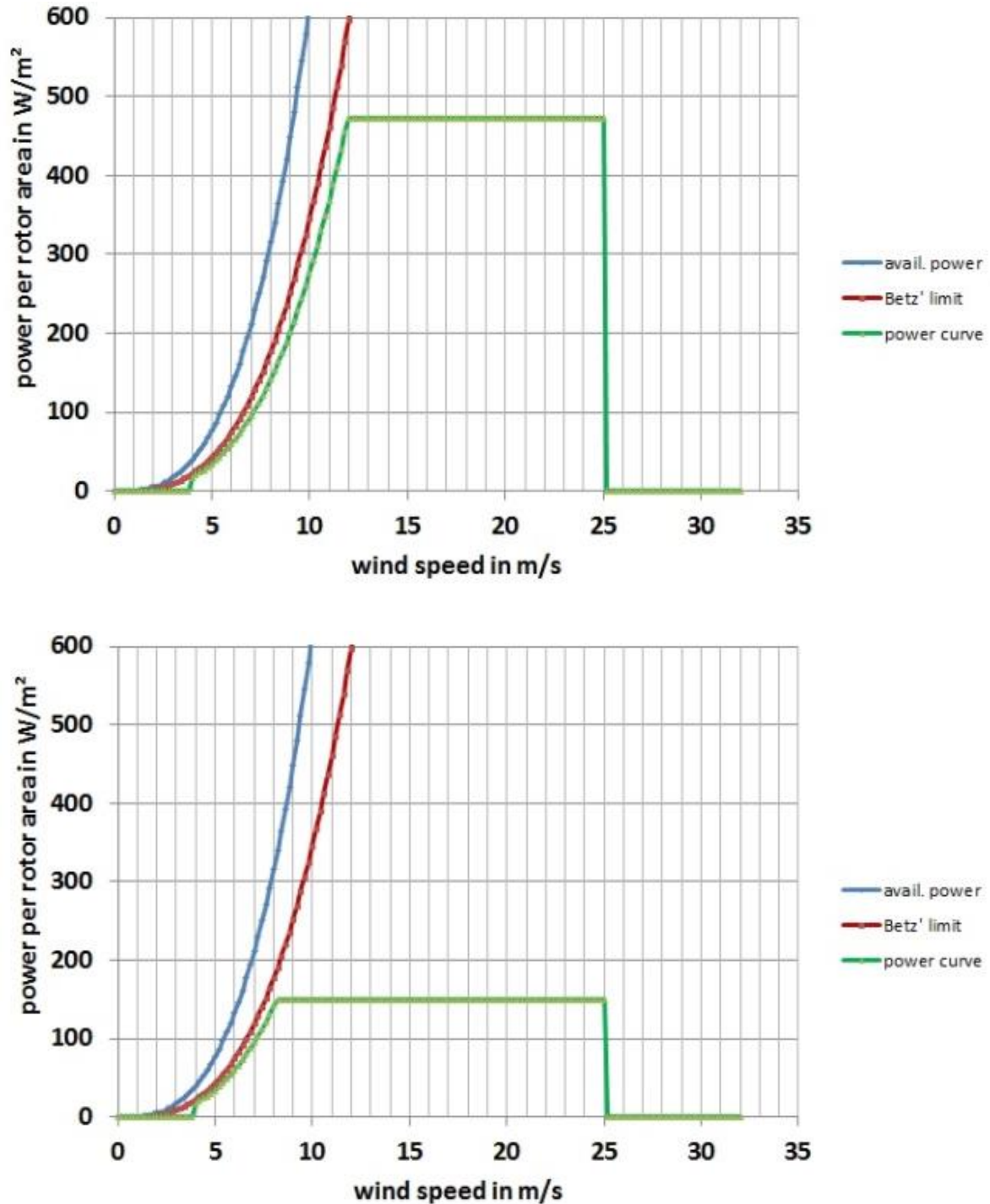


Fig. 7. Hypothetical power curves of two 3 MW turbines. Plotted is the available wind power per m² of the rotor area (blue), the maximum extractable power (Betz' limit, red) and the turbine power curve (green). Cut-in wind speed: 4 m/s, cut-off wind speed: 25 m/s. Rotor diameter is 90 m (top) and 160 m (bottom).

overall impact of the planned array of wind farms on the regional climate (Fig. 6). Finally, an existing simple analytical wind farm model [10] is validated and optimized by comparison to the numerical model results and the experimental data from the other projects.

Outlook and Innovations

Offshore generation of electric power from the kinetic energy of the wind has become a mature technology today. Nevertheless, there is still space for improvements and innovations.

Presently, the Vestas V164 turbine with a rotor diameter of 164 m and a rated power of 8 MW seems to be the most powerful commercially available wind turbine. The blades of this turbine have a length of 80 m. Even larger is the 7 MW turbine Samsung S7.0 with 83.5 m long blades and a rotor diameter of 171 m. But this trend will continue. Offshore installation and grid connection are very expensive. Cost reduction per delivered amount of energy can only be reached by building even larger turbines. The technological challenges coming with such large turbines are addressed in [8] [9].

Another trend is to install turbines which are not optimized for peak power but for high capacity factors, i.e., for a maximum of time per year within which the rated power of the turbines is available. Turbines with higher capacity factors can be integrated into the electrical grid more easily. Such turbines have larger rotor areas than necessary in order to have a low cut-in wind speed and a very low wind speed at which the rated power is reached [14]. The principle is illustrated in Fig. 7 which displays the power curves of two hypothetical 3 MW wind turbines with 90 m (top) and 160 m (bottom) rotor diameter. The 90 m turbine delivers the rated power of 3 MW only for a wind speed range between 12 m/s and 25 m/s, the 160 m turbine delivers the rated power for a wind speed range from 8 m/s to 25 m/s. Depending on the wind speed distribution at the site, this could mean more than a doubling of the capacity factor. As mentioned already above, designing turbines with a higher cut-off wind speed and a smoother shut-down at high wind speeds is desirable as well [4].

The available area for today's offshore turbines is limited due to foundation technologies. Water depths of thirty to forty metres yet allow for classical foundations rammed into the ground. But it is desirable to use offshore areas with water depths up to 200 m. This can be achieved by floating foundations. First projects are currently underway [15].

This technological development is accompanied by innovations in wind profile measurement methods as well. For instance, measurement towers become impractical in offshore environments and fixed platforms become only available after the erection of wind parks and related converter stations. Therefore, e.g., wind lidar buoys are under development to detect offshore wind profiles beforehand [16].

Acknowledgements

The project WIPAFF is funded by the German Ministry of Economic Affairs and Energy based on a decision of the German Bundestag under grant number 0325783.

References

- [1] Installation registry (Anlagenregister) of the German Grid Authority (Bundesnetzagentur) http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/EN/Areas/Energy/Companies/RenewableEnergy/InstallationsRegister/InstallationsRegister_node.html (read 2016-04-15)
- [2] Fraunhofer ISE https://www.energy-charts.de/energy_de.htm (read 2016-04-15)

- [3] SMA Solar Technology AG <http://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html> (read 2016-04-15)
- [4] Feng, J., W.Z. Sheng 2012: Operating wind turbines in strong wind conditions by using feedforward-feedback control. In: The Science of Making Torque from Wind 2012, IOP Publishing Journal of Physics: Conference Series **555** (2014) 012035, DOI:10.1088/1742-6596/555/1/012035
- [5] Tennet TSO GmbH <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> (read 2016-04-15)
- [6] Deutscher Wetterdienst <http://www.dwd.de/DE/leistungen/cdcftp/cdcftp.html> (read 2016-04-15)
- [7] Emeis, S., M. Türk, 2009: Wind-driven wave heights in the German Bight. Ocean Dynamics, **59**, 463-475. DOI: 10.1007/s10236-008-0178-x
- [8] Ichter, B., A. Steele, E. Loth, P. Moriarty, 2012: Structural Design and Analysis of a Segmented Ultralight Morphing Rotor (SUMR) for Extreme-Scale Wind Turbines", 42nd AIAA Fluid Dynamics Conference, DOI: 10.2514/6.2012-3270
- [9] Ichter, B., A. Steele, E. Loth, P. Moriarty, M. Selig, 2015: A morphing downwind-aligned rotor concept based on a 13-MW wind turbine. Wind Energy, publ. online, DOI: 10.1002/we.1855
- [10] Emeis, S., 2012: Wind Energy Meteorology - Atmospheric Physics for Wind Power Generation. Series: Green Energy and Technology. Springer, Heidelberg etc., XIV+196 pp.
- [11] Boettcher, M., P. Hoffmann, H.-J. Lenhart, K.H. Schlünzen, R. Schoetter, 2015: Influence of large offshore wind farms on North German climate. Meteorol. Z., **24**, 465 – 480. DOI: 10.1127/metz/2015/0652
- [12] Staneva, J., A. Behrens, K. Wahle, 2015: Wave modelling for the German Bight coastal-ocean predicting system. In: 4th International Conference on Mathematical Modeling in Physical Sciences (IC-MSquare2015). IOP Publishing Journal of Physics: Conference Series **633**, 012117 DOI: 10.1088/1742-6596/633/1/012117
- [13] Skamarock W.C., Klemp J.B., Dudhia J., Gill D.O., Barker D.M., Wang W., Powers J.G., 2005: A description of the Advanced Research WRF version 2. NCAR Technical Note TN-468+STR, 88 [Available from NCAR, P. O. Box 3000, Boulder, CO 80307].
- [14] Yoon, G., H. Lee, S.H. Lee, D. Hur, Y.C. Kang, 2014: Power Curve of a Wind Generator Suitable for a Low Wind Speed Site to Achieve a High Capacity Factor. J. Electr. Eng. Technol., **9**, 820-826. DOI: 10.5370/JEET.2014.9.3.820
- [15] <http://www.offshorewindindustry.com/news/siemens-to-supply-offshore-wind-turbines-to> (read 2016-04-15)
- [16] <http://www.rwe.com/web/cms/de/86182/rwe-innogy/presse-news/pressemitteilung/?pmid=4014556> (read 2016-04-15)

Prof. Dr. Stefan Emeis,
 Karlsruhe Institute of Technology (KIT)
 Institute of Meteorology and Climate Research
 Atmospheric Environmental Research (IMK-IFU)
 Kreuzeckbahnstraße 19
 D-82467 Garmisch-Partenkirchen, Germany
stefan.emeis@kit.edu

Wärmepumpe oder KWK – was passt zur Wärmewende?

Gerhard Luther, Universität Saarbrücken, Forschungsstelle Zukunftsenergie

Zusammenfassung:

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist unter den modernen Methoden zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Erdgas keineswegs das effizienteste Verfahren. Der in der Öffentlichkeit verbreitete gegenteilige Eindruck beruht auf Vergleichen mit dafür ungeeigneten konkurrierenden Anlagen.

In der vollendeten deutschen Energiewende wird Elektrizität auf Basis von Regenerativen Energien (RE) der hauptsächliche Primärenergieträger sein, wobei die fluktuierende Erzeugung die Einführung von Speichertechnologien erfordert. Die vorliegende Untersuchung vergleicht in einem transparenten und einfachen „Zweisppeicher-Modell“ den Einsatz von Wärmepumpen (WP) mit dem der KWK. Es zeigt sich, dass die WP gut zur „Wärmewende“ passt und durch ihre Flexibilität zum Ausgleich von temporären Stromüberschüssen beiträgt. Ein nachhaltiger Einsatz der KWK würde aufgrund der „klumpigen“ zeitlichen Struktur des RE Dargebotes hingegen unrealistisch große Wärmespeicher erfordern.

0. Die Wärmewende

Deutschland hat als „Energiewende“ beschlossen, seine Energieversorgung von fossilen Brennstoffen zu lösen und auf den Einsatz Regenerativer Energien (RE) auszurichten. Hierzu dienen der bereits zeitlich fixierte Ausstieg aus der Kernenergie und der Fahrplan zur Verminderung des CO₂ Ausstoßes bei der Stromerzeugung. Aufgrund des schwankenden und unsicheren Dargebotes von Sonne und Wind kann die Versorgungssicherheit nur durch den Einsatz von Speichern gewährleistet werden. Es ist vorteilhaft /1/, neben mechanischen (z.B. Pumpspeicherkraftwerken – „PSKW“) oder elektrischen Kurzzeitspeichern auch Langzeitspeicher auf Brennstoffbasis einzusetzen (siehe Kapitel 2). Der Brennstoff kann hierbei durch „Power to Gas“ (P2G) aus heimischem Überschussstrom gewonnen werden oder auch aus Ländern mit günstigerem RE-Dargebot importiert werden (z.B. „Desertec-Gas“).

Zur Energiewende gehört natürlich auch eine „**Wärmewende**“, bei der es darum geht, einerseits den bisher noch verschwenderischen Wärmebedarf drastisch zu reduzieren und andererseits den dann noch verbleibenden Energieeinsatz auf der Basis von RE bereitzustellen. Die bisher vorherrschende Warmwasser- und Heizwärmeerzeugung durch bloßes Verheizen von Erdgas und Heizöl ist mit den Zielen der Wärmewende nicht mehr verträglich. Neben einem direkten Einsatz von Solarthermie (die aber hierzulande in der Regel nur eine Teillast des jährlichen Wärmebedarfes abdecken kann) werden für die künftige Wärmeerzeugung insbesondere zwei fortschrittliche Technologien vorgeschlagen, die beide eng mit der zukünftigen Stromerzeugung verbunden sind:

- Wärmepumpen (WP), die mit dem aus RE erzeugten Strom betrieben werden.
- Kraftwärmekopplungs -Anlagen (KWK) für die verbleibende Stromerzeugung aus Brennstoffen, wobei die als Koppelprodukt erzeugte Wärme zur Bedarfsdeckung eingesetzt wird.

Nun erhebt sich die Frage: Sind beide Optionen effizient und wie passen sie zu den Gegebenheiten, wie sie mit weitgehender bzw. vollständiger Umsetzung der Energiewende („vollendete Energiewende“) vorliegen werden? Im Folgenden wird - nach einem Vergleich

der Effizienz der Strom- und Wärmeerzeugung über WP und KWK (Kapitel 1) - untersucht, wie zweckmäßig beide Wärmeerzeuger angesichts der Verfügbarkeit von Strom aus RE und dem verbleibendem Strombedarf aus Langzeitspeichern bei einer vollendeten Energiewende sind. Dazu wird ein einfaches „Zweisppeicher-Modell“ zugrunde gelegt (Kapitel 2).

1. Hohe Wertschätzung der KWK - ist sie berechtigt?

Die Bundesrepublik Deutschland hat im Kraftwärmekopplungsgesetz (KWKG) /3/ als Ziel vorgegeben, den Anteil des Stromes aus KWK- Anlagen an der deutschen Stromerzeugung bis 2025 AD auf 25% zu steigern. Hierzu wurde ein weitgespanntes Netz von Förderungen geknüpft, das vor allem im KWKG, aber auch im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) nieder gelegt ist und durch weitere staatliche „Impulsprogramme“ und Finanzierungshilfen ergänzt wird. Einen praxisnahen Überblick für den Bereich der Wohnungswirtschaft findet man e.g. im Kapitel „KWK Zuschläge 2016 – Förder- und Finanzierungsmöglichkeiten“ einer Broschüre /4/ des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK). Es gibt sogar Dienstleister, die sich darauf spezialisiert haben, die Betreiber von KWK- Anlagen bei der Nutzung vorhandener Fördermöglichkeiten zu unterstützen /4/. Die Finanzierung der durch das KWKG begründeten Subventionen wird über einen Zuschlag von derzeit 0,254 ct/kWh (Stand 2015, /5/) auf grundsätzlich alle Stromabnehmer umgelegt.

Der zukünftige Einsatz der KWK sieht sich mit der Vorhaltung konfrontiert, dass sie wg. ihrer ausschließlichen Gebundenheit an Brennstoffe diese auch dann einsetzen müsse, wenn Strom aus RE im Überfluss im Netz verfügbar ist. Diesem Einwand werden in der Diskussion zwei Argumente entgegen gehalten:

- (1) die – aus der Sicht ihrer Befürworter - überragende Effizienz der KWK
- (2) die Möglichkeit, KWK- Anlagen stromgeführt zu betreiben, und die auch in den Zeiten ohne Stromnachfrage aus Brennstoffen zu garantierende Wärmebedarfsdeckung zeitverschoben über Wärmespeicher zu gewährleisten. (diese Frage behandeln wir in **Kapitel 2**)

1.1 das Kriterium der Hocheffizienz

Gesetzliche Voraussetzung für eine Förderung ist die Erfüllung des von der EU aufgestellten „Hocheffizienz“ –Kriteriums. Dies besagt im Kern, dass große KWK-Anlagen 10% Primärenergie gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme einsparen müssen; bei kleinen KWK-Anlagen (bis 5 MW) reicht es hingegen schon aus, wenn diese überhaupt eine derartige Einsparung aufweisen.

Offensichtlich ist, dass die Auswahl der Vergleichsanlagen entscheidend ist. Dafür werden zunächst in der EU Energieeffizienz-Richtlinie /6/ allgemeine vernünftige (und eigentlich auch selbstverständliche) Grundsätze aufgestellt. Hierzu gehören insbesondere (siehe ggfls. auch Folie 13 in /0/):

- Einsatz des gleichen Primärenergieträgers für KWK und getrennte Erzeugung.
- Vergleich jeden KWK-Blocks „mit der besten im Jahr des Baus dieses KWK-Blocks auf dem Markt erhältlichen und wirtschaftlich vertretbaren Technologie für die getrennte Erzeugung von Wärme und Strom“ /6a/.

Wer also bei der Recherche auf der Ebene der Gesetze und Richtlinien stehen bleibt /6/ wird wenig Anlass zur Beschwerde haben. Allerdings werden diese Anforderungen in Bestimmungen auf der für die Praxis letztendlich maßgebenden „technischen“ Ebene /7/ durch eine fragwürdige Auswahl der Vergleichsanlagen und ihrer Referenzwerte konterkariert. Diese Pro-

blematik ist bereits in der Elektrizitätsstudie der DPG /8/ aufgezeigt worden und wird hier nur am Beispiel einer auf Erdgas basierenden KWK aktualisiert:

- als Vergleichsanlage für die getrennte Wärmeerzeugung wird ein Gaskessel mit einem (auf den Heizwert bezogenen) Wirkungsgrad von lediglich $\eta_{th} = 90\%$ herangezogen, also nicht ein Brennwertkessel sondern ein technisch veralteter Niedertemperaturkessel ohne Kondensationsnutzung.
- als Vergleichsanlage für die getrennte Wärmeerzeugung wird die seit Jahren bestens eingeführte Wärmepumpe nicht erwähnt (auch nicht in der neuen Ausgabe für 2016 und Folgejahre)
- als Vergleich für die getrennte Stromerzeugung wird ein Gaskraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 53 % festgeschrieben, obwohl die Gas- und Dampf- Kraftwerkstechnik (GuD) mit elektrischen Wirkungsgraden von mindestens $\eta_{el} = 60\%$ seit Jahren Stand der Technik ist.

Aufgrund dieser technisch veralteten Vorgaben erfüllen dann sogar KWK-Anlagen (wie z.B. die von der Technischen Universität München in /10/ untersuchte Anlage) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von lediglich $\eta_{el} = 10\%$ und einem thermischen Wirkungsgrad von $\eta_{th} = 75\%$ bereits das Kriterium der „Hocheffizienz“, obwohl sie noch nicht einmal die Effizienz einer Kombination aus Brennwertkessel und GuD erreichen.

Bei einer thermodynamisch optimierten Bereitstellung von Strom und Wärme wären KWK und die Kombination von GuD und elektrischer Wärmepumpe im Falle idealer (verlustfreier) Anlagen gleichwertig. Vergleicht man allerdings technisch realisierte Ausführungen, so ist die Prozesskette GuD + WP den meisten KWK- Anlagen überlegen /8/. Dies wird in **Bild 1** am Beispiel eines modernen Blockheizkraftwerks (BHKW) demonstriert, das auch dem von der DPG herausgegebenem Informationsblatt „PhysiKonkret“ /9/ zugrunde liegt. Hier wird veranschaulicht, dass man aus der gleichen Menge Erdgas bei der Kette GuD und WP einen größeren Nutzen erhält: in Bild 1 ergibt sich bei gleicher Stromproduktion ein deutlicher Mehrertrag an Nutzwärme.

Der tiefere Grund für diese Überlegenheit der Kette GuD und WP liegt in den hervorragenden Eigenschaften des GuD, das als Kombination von Gasturbine für den Hochtemperaturbereich

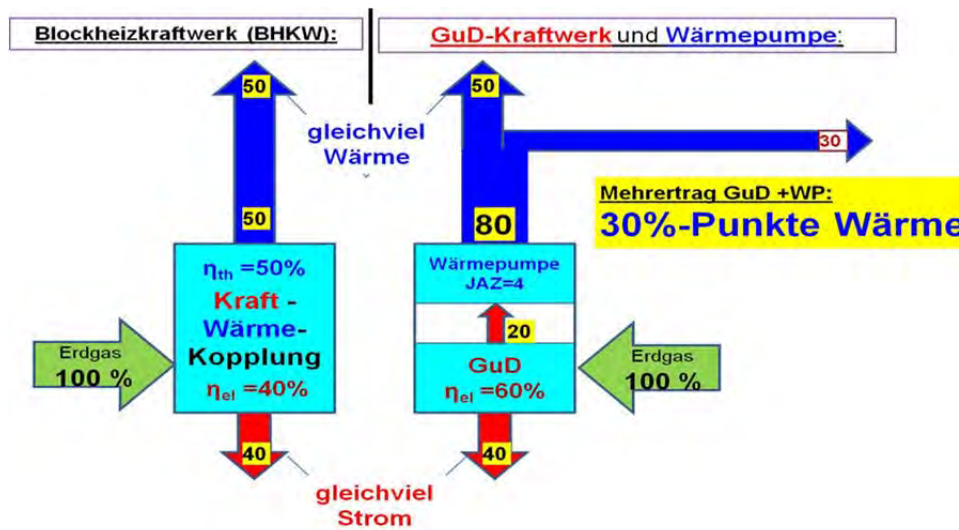


Bild 1: Bei gleichem Erdgaseinsatz (100%) wird ein Blockheizkraftwerks (BHKW) mit der getrennten Erzeugung durch ein GuD (mit $\eta_{el} = 60\%$) und eine elektrische WP mit einer Jahresarbeitszahl $JAZ = 4$ verglichen. (siehe auch Folie 13 in /0/ mit weiteren Details)

und anschließendem Dampfkraftwerk den gesamten verfügbaren Temperaturbereich des Wärmeträgers „Abgas“ ausnutzt. Daher erreichen große GuD Anlagen, bei denen im unteren Temperaturbereich der Dampfturbine Fernwärme abgezapft wird, ebenfalls hervorragende Effizienzwerte und erreichen dann das Niveau der getrennten Erzeugung über ein reines GuD und WP.

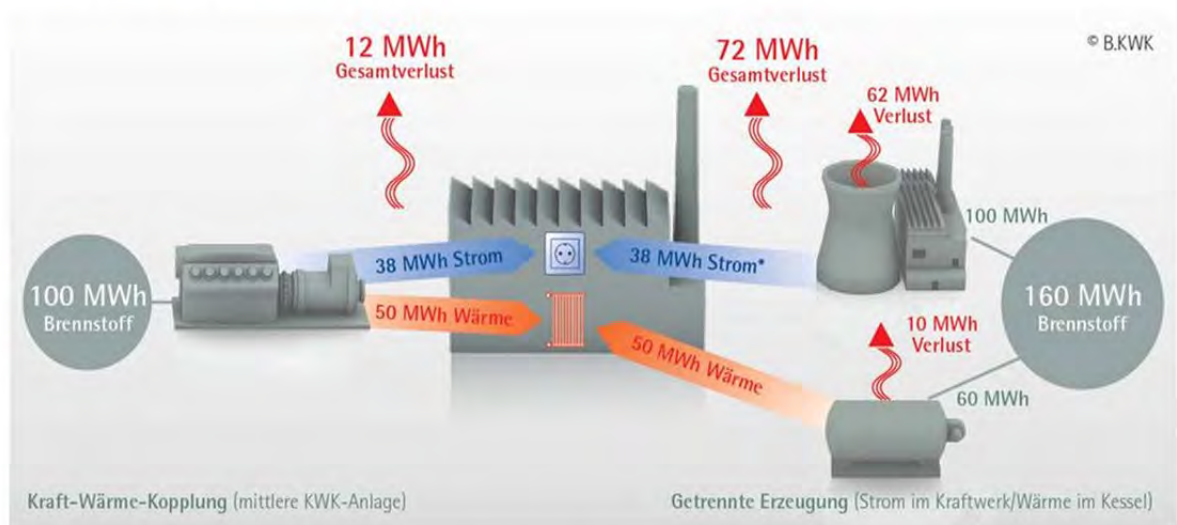
Ein Beispiel hierfür ist die neue GuD Anlage Köln Niehl 3 mit $\eta_{el} = 54\%$ und $\eta_{th} = 34\%$ für den Betrieb bei maximaler Fernwärmeauskopplung /12/. (siehe ggfls. Folie 18 in /0/).

Hinzu kommt, dass die Aktivierung von Umweltwärme durch die auf das niedrige Temperaturniveau einer modernen Heizung eingestellte WP die Wärmeabgabe an die Umwelt bei der Stromerzeugung überkompensiert.

1.2 Der Standardvergleich der KWK Industrie

Selbst wenn man die – wie oben aufgezeigt - unrealistischen Vergleichswerte gar nicht kennt, wirkt der zur Erfüllung des „Hocheffizienzkriterium“ geforderte Vorteil von nur 0₊ % bei den kleinen KWK Anlagen und nur 10% bei Großanlagen“ nicht sehr beeindruckend. In der Praxis übernimmt daher die KWK -Industrie nur den nicht weiter aufgeschlüsselten Stempel „hocheffizient“ aus der EU-Richtlinie, und entwickelt ein eigenes Berechnungsverfahren, das zwar im krassen Widerspruch zu dem für die deutsche Gesetzgebung verbindlichem Verfahren der EU-Effizienz Richtlinie /6/ steht, aber wirklich beeindruckende Erfolgswerte produziert.

Vorteil der gekoppelten Erzeugung



* Durchschnittlicher Wirkungsgrad der Kondensationskraftwerke, deren Stromerzeugung durch KWK-Strom verdrängt wird (KWK-Verdrängungsmix)
Um die gleiche Menge Strom und Wärme zu erzeugen, ist bei getrennter Erzeugung 60% mehr Primärenergie erforderlich.

Bild 2: Grundbild des Bundesverbandes Kraftwärmekopplung (B.KWK), das die Überlegenheit der KWK über die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme belegen soll. (In besserer Auflösung und mit Kommentar: siehe Folie 14 von /0/). Bildquelle: B.KWK, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (/4a/).

In vielen Publikationen und Broschüren, manchmal auch in wissenschaftlichen Arbeiten, wird der „Vorteil der gekoppelten Erzeugung“ auf einen Vergleich gestützt, der in **Bild 2** reproduziert ist /4a/. Das Fazit des Bildes lautet:

„Um die gleiche Menge Strom und Wärme zu erzeugen, ist bei getrennter Erzeugung 60% mehr Primärenergie erforderlich.“

Nimmt man - in Anlehnung an die Sichtweise der EU-Effizienz-Richtlinie /6/ - die Referenzwerte der getrennten Erzeugung als Bezug, so verbleibt immer noch eine Einsparung von 37,5% durch die KWK. Die in Bild 2 zugrunde gelegte mittlere KWK Anlage, offensichtlich ein Blockheizkraftwerk, ist nicht zu beanstanden; sie entspricht mit ihrem thermischen Wirkungsgrad, $\eta_{th}=50\%$, exakt dem im **Bild 1** herangezogenen Wert und bleibt in ihrem elektrischen Wirkungsgrad, $\eta_{el}=38\%$, sogar um 2% Punkte unter unserem Wert. Der fundamentale Unterschied liegt also nur in den zum Vergleich herangezogenen Referenzwerten für die getrennte Erzeugung.

Die in Bild 2 zum Vergleich herangezogenen Anlagen der getrennten Erzeugung sind aus den folgenden Gründen zu beanstanden:

1. Unterschiedliche Primärenergie: Während die Werte der KWK-Anlage typisch für ein BHKW mit Erdgas als Brennstoff sind, wird für die gekoppelte Erzeugung die Konstruktion eines sogenannten „KWK-Verdrängungsstromes“ benutzt, die sich gegenwärtig vor allen durch einen sehr hohen Kohle Anteil auszeichnet. Der Verdrängungsstrom wird als derjenige Strommix verstanden, der vom Netz geht, wenn die hochsubventionierte KWK aufgrund ihres Einspeise-Vorranges ins Netz geschaltet wird.
2. Keine Eigenschaft der KWK: Hierbei wird jedoch übersehen, dass dieser „KWK-Verdrängungsstrom“ eigentlich überhaupt nichts mit der speziellen Technologie „KWK“ zu tun hat, sondern für jeden Stromerzeuger gilt, der aufgrund eines äußeren Eingriffes (hier eines „Einspeisevorranges“) entgegen der vom Markt über die „merit order“ festgelegten Reihenfolge sich Zugang zum Netz verschaffen kann. Dies offenbart, dass hier eine moderne KWK Anlage überhaupt nicht mit einer anderen modernen Alternativen der getrennten Erzeugung verglichen wird, sondern mit den ältesten zum Ersatz anstehenden Anlagen des Bestandes.

Es werden also die zu verdrängenden „Schrottanlagen“ mit einer neuen KWK –Anlage verglichen. Ein korrekter Vergleich müsste sich aber auf alternative moderne Anlagen der getrennten Erzeugung beziehen.

Der Wichtigkeit des Argumentes wegen sei mir noch ein Vergleich erlaubt: Wenn ich begründen will, dass für meine Zwecke ein Ottomotor besser sei als ein Diesel, dann darf ich das neue Auto mit Ottomotor nicht mit meinem alten Schrott-Diesel vergleichen, sondern ich muss hierzu einen modernen marktüblichen Diesel heranziehen. Ansonsten hätte ich ja nur Neu mit Alt verglichen und nicht einen Diesel mit einem Otto-Motor.

3. Der Wirkungsgrad des Kessels wird mit $50/60 = 83\%$ angegeben. Das ist der Wert für einen technisch überholten früheren Standardkessel, der heute bereits bei den jährlichen Überprüfungen des Schornsteinfegers beanstandet würde. Moderne Gas – Brennwertkessel (also mit Kondensat Nutzung) haben einen thermische Wirkungsgrad von mindestens 105 % (bei Bezug auf den Heizwert).
4. Im übrigen wird auch in Bild 2 der Vergleich mit der technisch anspruchsvollen modernen Alternative, nämlich dem Einsatz einer Wärmepumpe, umgangen.

Kurz gesagt: Der im Bild 2 beanspruchte „Vorteil der gekoppelten Erzeugung“ beruht auf einem Vorteil

- von Gas gegenüber Kohle,
- von einer neuen Anlage gegenüber „Schrottanlagen“
- und der Auswahl überholter Technologien als Referenz.

1.3 Fazit

- Die behauptete energetische Vorteilhaftigkeit der KWK gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme beruht auf einer unvorteilhaften oder sogar unzulässigen Auswahl der Vergleichsanlagen und Referenzwerte.
- Meistens ist die KWK der getrennten Erzeugung mit der Kette aus GuD und WP unterlegen. Die KWK ist also keineswegs grundsätzlich die effizienteste Art zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Erdgas.
- Nur moderne Fernwärme Großanlagen auf GuD Basis sind der getrennten Erzeugung mit GuD und WP ebenbürtig. Auch eine Strom-Wärmekopplung unter Einsatz von Brennstoffzellen könnte zu günstigen Effizienzwerten führen.

2. Direktstrom und Speicherstrom in der Energiewende

Nun untersuchen wir auf der Grundlage eines einfachen „Zweipeicher-Modells“ (Kap. 2.1) die Wärmewende und insbesondere, wie gut sich KWK (Kap.2.2) und Wärmepumpe (Kap.2.3) in die zeitlichen Struktur des RE-Angebotes einpassen lassen.

2.1 Das Zweipeicher-Modell

Die Bereitstellung von Energie soll praktisch ausschließlich auf der Nutzung von erneuerbaren („regenerativen“) Energien (RE) basieren. Eine einfache Vorstellung, was dies in Deutschland bedeutet, erhält man, wenn man die heute bereits aus Wind und PV produzierte elektrische Leistung betrachtet (**Bild 3**). Hier sind die Teilbilder der Monatsdaten zu einer

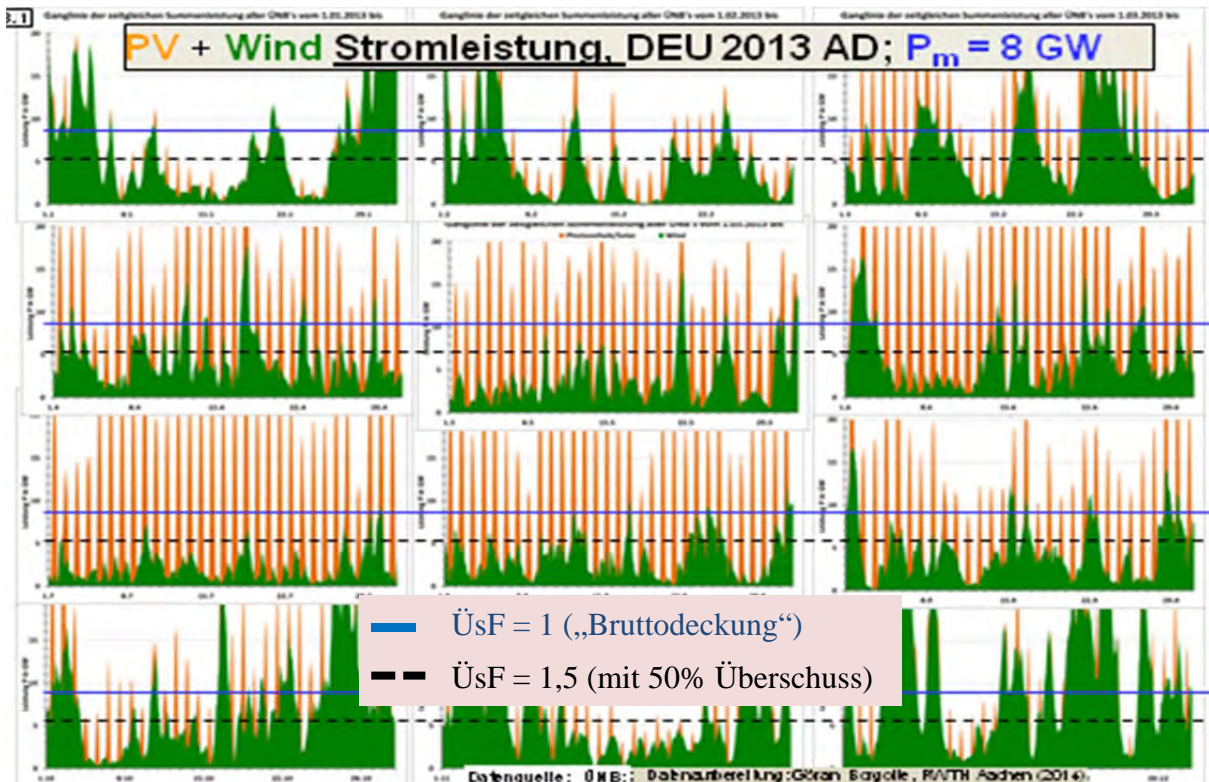


Bild 3: In Deutschland 2013 AD produzierte PV- (rot) und Windleistung (grün) in Monats-Teilbildern. Bei „Bruttodeckung“ deckt die mittlere Leistung (blaue Linie) bei entsprechender Skalierung der hier benutzten Daten aus 2013 AD den mittleren Verbrauch. (Daten von /13/, bessere Auflösung in /0/, Folie 20).

Matrix des Jahres 2013 mit jeweils vierteljährlichen Zeilen zusammengestellt. Bei der Fülle der Einzeldaten taugt die Grafik natürlich nur als „Weichbild“, aus dem aber die übergreifenden und saisonalen Eigenschaften gut erkennbar werden.

Man sieht, dass im Sommerhalbjahr (2. und 3. „Zeile“) die PV und im Winterhalbjahr der Windstrom vorherrschen und starke täglich und mehrtägige Fluktuationen auftreten. Setzt man demgegenüber in erster Näherung einen konstanten Verbrauch an, so erkennt man leicht, dass man im Grundsatz zwei Sorten von Speichern braucht:

Kurzzeitspeicher, insbesondere wg. des PV –Tagesganges

Langzeitspeicher, insbesondere wg. der oft tageweise geballten Verfügbarkeit des Windes mit mehrtägigen Hoch- und Niedrig - Windphasen

Diese Speicher sind verlustbehaftet. Die primäre jährliche RE-Stromproduktion, **RE_a**, muss auch diese Verluste abdecken und daher die vom Verbraucher tatsächlich aufgenommene Jahresarbeit **Q_a** übersteigen. Daher kennzeichnen wir die RE-Produktion durch einem Überschussfaktor, **ÜsF**, der das Verhältnis von **RE_a** zu **Q_a** angibt:

$$\text{ÜsF} = \text{RE}_a / \text{Q}_a \quad (1)$$

Den Fall $\text{ÜsF}=1.0$ bezeichnen wir als „Bruttodeckung“. Eine „Autarkie“ wird hingegen dann erreicht, wenn bei gegebenen Speicherinstallationen die Stromnachfrage in jedem Zeitintervall direkt oder indirekt (über Speicher) aus RE gedeckt werden kann.

Eine lineare und gleichförmige Skalierung des Ausbaues der RE Stromproduktion verändert in Bild 3 nur die Skalierung der Ordinaten. Bei Gewährleistung der Bruttodeckung, also bei $\text{ÜsF}=1$, wird die zu **Q_a** gehörende mittlere Verbraucherleistung durch die blau durchgezogene Linie dargestellt. Bei einem weitergehenden Ausbau, also bei wachsendem ÜsF , sinkt die Gerade für **Q_a** im Vergleich zur dargestellten RE-Leistung nach unten. In Bild 3 ist noch die relative Lage der Geraden für **Q_a** bei $\text{ÜsF}=1.5$ als schwarz gestrichelte Gerade angegeben.

Man kann nun für PV und Wind unterschiedliche Skalierungen wählen und verschiedene Speicherkonfigurationen annehmen. Hier ergeben sich für verschiedene Annahmen über Speicherkosten und andere Parameter Optimierungsmöglichkeiten. Es zeigt sich aber, dass bei einer Verwendung der bestehenden Ausbaustruktur von Sonne und Wind sich keine gravierenden Nachteile ergeben. Wir haben daher für die nachfolgende Betrachtung die jetzige relative Gewichtung von Sonne und Windenergie beibehalten. Für den Jahresverbrauch haben wir **Q_a=1000 TWh** bei konstanter Leistung (also einer mittleren Leistung von **P_m = 114 GW**) gewählt, wobei die absoluten Werte jedoch nur der Veranschaulichung dienen, da wir grundsätzlich mit relativen Größen rechnen. Auch die Speicherkapazität geben wir als die auf den mittleren Tagesverbrauch bezogene, auskoppelbare Arbeit in „Speichertagen“ an.

Das auf Bruttodeckung bzw. Autarkie oder allgemein auf einen bestimmten Überschussfaktor ÜsF hochskalierte RE-Dargebot wechselwirkt nun mit einem einfachen System aus Verbraucher, Langzeitspeicher und Kurzzeitspeicher. Die beiden Speichertypen werden dabei folgendermaßen charakterisiert.

- **Kurzzeitspeicher**: Typische Vertreter: Pumpspeicherkraftwerk, Batterie. Hohe Investitionskosten, niedrige Verluste. Wir rechnen generalisierend für den gesamten Ein- und Ausspeichervorgang mit einem Speicherwirkungsgrad von 80% und kennzeichnen daher die diesem Speichertypus zugeordneten Parameter mit dem Index 80. So werden beispielsweise die für die Gesamtheit der Kurzzeitspeicher verfügbare Ein- (und Ausspeicher) -Leistung mit **P_{80,max}** und das installierte Speichervolumen, gerechnet als die ausspeicherbare Arbeit, mit **Sp₈₀** bezeichnet. Wichtiges Qualitätsmerkmal für die Wahl von **P_{80,max}** und **Sp₈₀** ist die jährliche Voll-Lastzyklen Anzahl.

- **Langzeitspeicher:** Typischer Vertreter: Power to Gas. Schon jetzt verfügt Deutschland über große Gasspeicher. Da die Energiedichte des komprimierten Speichergases sehr hoch ist, sind die spezifischen (pro kWh) Installationskosten gering. Die gesamte Prozesskette Strom –Gas –Strom weist jedoch leider einen schlechten Wirkungsgrad auf, wir rechnen konservativ mit $\eta_G = 0.25$ und kennzeichnen die zugehörigen Parameter mit dem Index „25“. Wir gehen davon aus, dass der verfügbare Langzeitspeicher in seiner Kapazität Sp25 „riesig“ ist und daher gar nicht als Begrenzungsfaktor berücksichtigt werden muss. Auch die maximale Ausspeicherleistung, $P25_{\max_out}$, ist praktisch festgelegt: Da man grundsätzlich Zeitperioden mit „dunkler Flaute bei leerem Kurzzeitspeicher“ einkalkulieren sollte, muss man sowieso eine Backup Reserve von Gaskraftwerken für die Engpassleistung vorhalten. Daher verbleibt als freie Einstellgröße nur noch die maximale Einspeicherleistung $P25_{\max}$.

In **Bild 4** sind die grundlegenden Eigenschaften unseres Szenarios zusammengestellt.

Allgemeines Lösungsszenario:

- (.0) Stromversorgung zu **100 % aus RE** (der deutsche Plan A)
- (.1) **Vollständiges Back Up durch Gaskraftwerke**
(= 100 % der nachgefragten Leistung)
Bem.: Das kostet nur 0,7 ct/kWh bei Umlegung auf den gesamten(!) Stromverbrauch.
- (.2) **Zwei Speichertypen:**
 - $\eta_G = 0.25$; Gasspeicher (aus P2G oder H2; vorläufig Erdgas) :
 - $\eta_P = 0.80$; **PSKW- artige Speicher** (PSKW, Bergspeicher; Batterien)
- (.3) Speicherverluste gedeckt durch **Überkapazitäten der RE-Installation**

Bild 4. Ein einfaches Szenario für das ZweispeicherModell. (entspricht Folie 22 von: /0/).

In dem Szenario ergibt sich ein einfaches Schema zur zeitaufgelösten Simulation der Stromversorgung nach der vollendeten Energiewende (**Bild 5**). Als Input (links oben in Bild 5) steht in jedem gewählten Zeitintervall t_i das geeignet skalierte tatsächliche RE –Strom Dargebot, **RE(t_i)**, wie es sich aus der Protokollierung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ergibt, zur Verfügung. Soweit möglich wird das aktuelle Strom Dargebot sofort dem Verbrauch „0.“ zugeführt und

- bei aktuellem RE Überangebot der Überschuss zunächst auf den Kurzzeitspeicher „1.“ und danach auf den Langzeitspeicher „2.“ geleitet,
- bei aktuellem RE Mangel wird umgekehrt prioritär zunächst aus dem Kurzzeitspeicher „1.“ und sofern dieser leer ist (oder $P80_{\max}$ nicht ausreicht) aus dem Langzeitspeicher „2.“ der fehlende Strom entnommen. Da der Gasspeicher „riesig“ ist und eine für alle Verbrauchsfälle ausreichend dimensionierte Backup Kapazität an Gaskraftwerken zur Verfügung steht, kann der Strombedarf jederzeit gedeckt werden.

Zur Vervollständigung der Jahresbilanz dieses Szenarios werden am Jahresende die Anfangswerte wieder hergestellt; hierzu wird der Kurzzeitspeicher mit Hilfe des

2.2 KWK Einsatz im Zweispeicher-Modell

Wegen ihres schlechten elektrischen Wirkungsgrades werden KWK-Anlagen bisher weitgehend „wärmegeführt“ betrieben; die Zeiten des Wärmebedarfes liegen aber nicht nur im „KWK-Fenster“ (Fall B in Bild 5). Für den Einsatz der KWK nach der vollendeten Energie-wende wäre andererseits eigentlich nur ein stromgeführter Betrieb sinnvoll. Dieser Gegensatz wird auch von den KWK –Interessenvertretern gar nicht geleugnet; sie glauben aber, den Widerspruch dadurch auflösen zu können, dass sie durch Einsatz von thermischen Speichern den eigentlichen KWK Einsatz tatsächlich zeitlich so einschränken und steuern, dass die KWK den weiteren Ausbau der elektrischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne unterstützt. Dieses Konzept wird z.B. in der Stellungnahme des Bundesverbandes Kraftwärmekopplung (B.KWK) zum Referentenentwurf der Novelle 2016 des KWK.G offensiv vertreten (/12/, siehe ggfls. das wörtliche Zitat in Folie 25 von /0/).

Im Folgenden werden wir aufzeigen, welche großen Anforderungen an die Wärmespeicher durch einen derartigen stromgeführten Betrieb der KWK Anlagen auftreten würden. Besonders erschwerend kommt hinzu, dass die KWK-Anlagen die Wärmeversorgung der angeschlossenen Verbraucher nicht lediglich unterstützen sollen sondern zu jeder Zeit sicherstellen müssen.

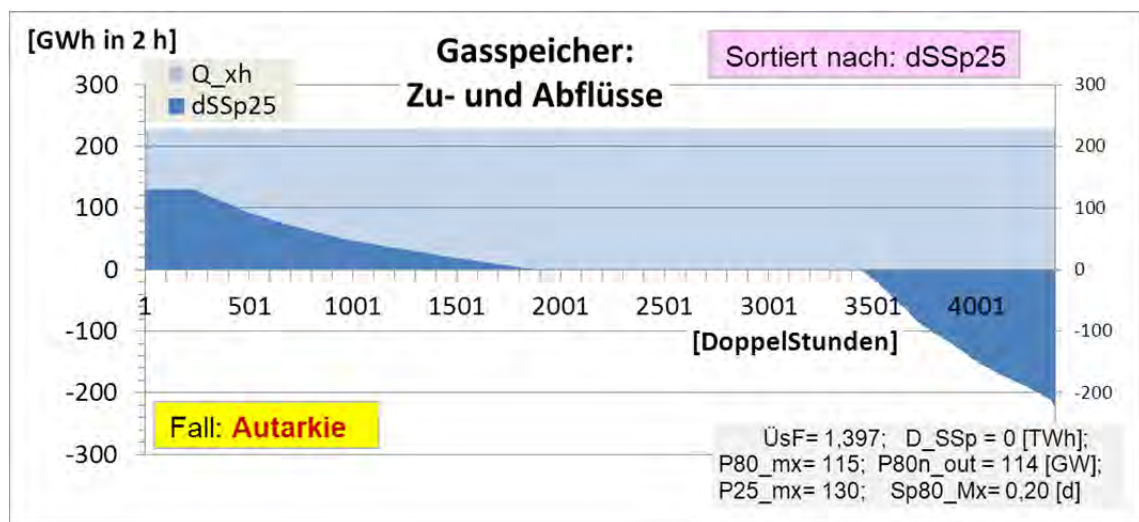


Bild 6: Jahresdauerlinie der Zuflüsse (positiv gezählt) und Abflüsse des Langzeitspeichers (SSp25) im Zweispeicher-Modell mit den RE Stromdaten 2014 AD und einem Überschussfaktor $\ddot{U}SF = 1.4$, der die Autarkie sicherstellt. Die Zeitintervalle beziehen sich auf eine Doppelstunde (2 h)! (vgl. ggfls. Folie 29 in /0/)

Bild 6 zeigt die Jahresdauerlinie des Betriebes der Langzeitspeicher (SSp25). Die Änderungen des Speicherinhaltes sind mit „dSSp25“ bezeichnet. Mit der Datengrundlage 2014 AD sind auf der Zeitbasis der Doppelstunde (2h) die Zuflüsse (positiv) und die Abflüsse (negativ) nach ihrer Größe geordnet für den Autarkie Fall ($\ddot{U}SF = 1.40$) aufgetragen. Als konstanter Hintergrund ist der mittlere Verbrauch Q_{2h} angegeben (man beachte die 2-Stundenbasis; $Q_{xh} = Q_{2h} = 2$ [h] * P_m [GW] = 230 [GWh in 2 h]).

Die zugrunde liegenden Einstellungen des Zweispeicher-Modelles sind in der Legende angegeben: Die Ein- und Ausspeiseleistung der zugehörigen Kurzzeitspeicher, $P80_{mx}$ bzw. $P80n_{out}$, entsprechen etwa der mittleren Verbrauchsleistung. Als Kapazität der Kurzzeitspeicher wurde $Sp80_{Mx} = 0.20$ [d] gesetzt. Die maximale Einspeiseleistung der Power to Gas

Konverter, $P_{25_{mx}} = 130$ GW, bezieht sich auf den Wärmehalt des in den Speicher gelieferten Gases; beim Ausspeichern wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 50% unterstellt und bei der Darstellung von Speicherinhalten beziehen wir uns grundsätzlich auf den „Nettoinhalt“, also auf die aus dem Speichermedium gewinnbare Elektrizität. Beispielsweise erzeugt dann eine Stromleistung von 260 GW einen Gasstrom von $P_{25_{mx}}=130$ GW, der aber den auf das Endprodukt Strom bezogenen Inhalt des Speichers nur mit 65 GW erhöht und das ergibt in der in unserer Simulation (aus technischen Gründen) zugrunde gelegten Doppelstunde einen Speicherzuwachs von 130 GWh. Daher ergibt sich links in Bild 6 das Abschneiden der Speicherzuflüsse bei 130 [GWh in der Doppelstunde].

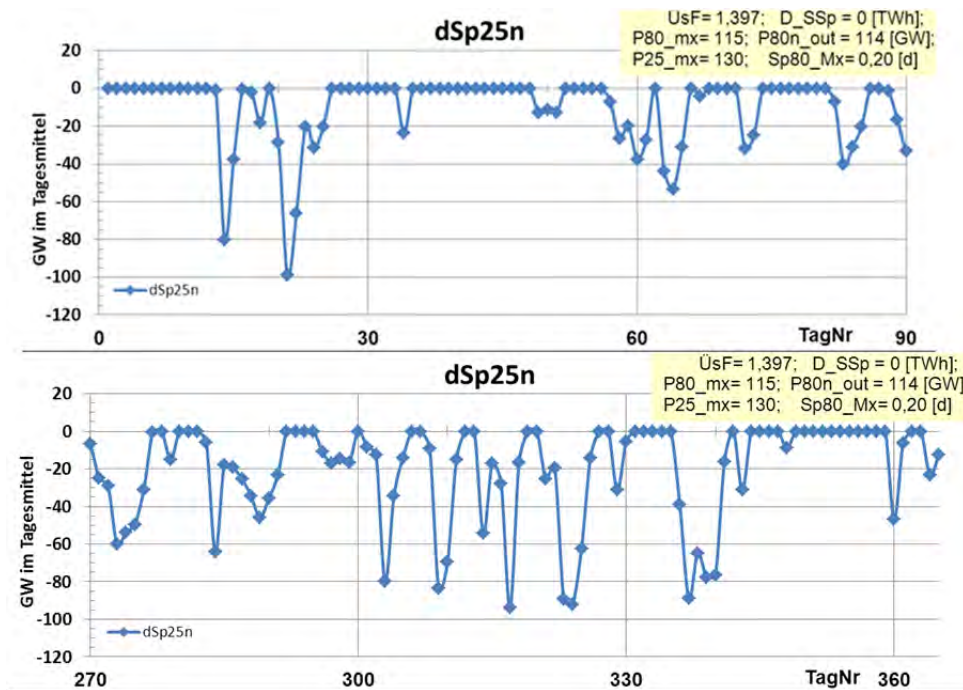


Bild 7a: Winter- Halbjahr (Monate 1-3 und 10-12)

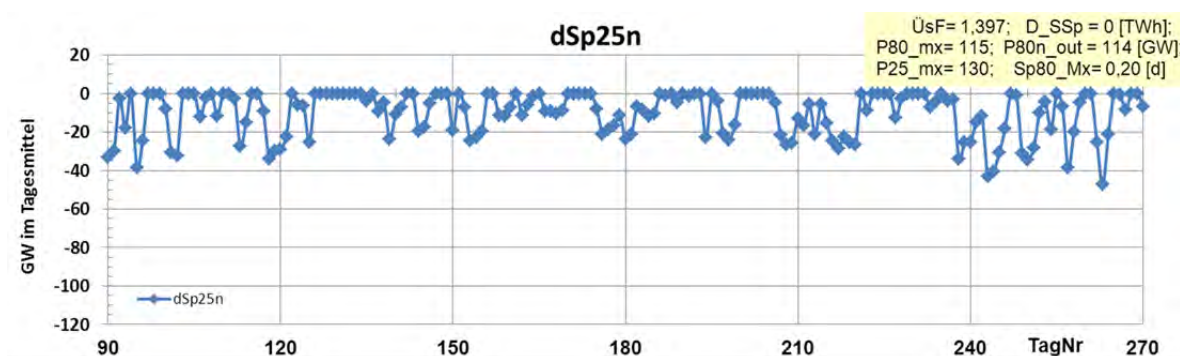


Bild 7b: Sommer- Halbjahr (Monate 4-9)

Bild 7: Nicht bilanzierte Tageswerte der Entladungen der Langzeitspeicher im Zweispeicher-Modell 2014 AD im Autarkie Fall. Dargestellt ist die auf den Gesamttag bezogene mittlere Entladungsleistung (dSp_{25n}) in [GW]. Die Einstellungen der Modellparameter sind in der Legende angegeben und entsprechen denjenigen in Bild 6.

Beim Ausspeichern steht die volle Backup Kapazität zur Verfügung, so dass sich keine Leistungseinschränkung ergibt. Die Ausspeicherzeit ist identisch mit dem „KWK-Fenster“, dem **Fall A** in Bild 5. Die stromgeführten KWK Anlagen könnten also maximal ca. 2000 [h] in Betrieb sein, um den dann aktuellen Wärmebedarf zu decken und die Wärmespeicher zu beladen.

Einen ersten Überblick über die zeitliche Aufeinanderfolge der mit Wärmespeicher zu überbrückenden Tage ergibt das **Bild 7**. Für die gleichen Parameter des Zweispeicher-Modells 2014 AD wie in Bild 6 wird für jeden Tag ein Messpunkt angegeben, der die Summe der Abflüsse aus dem Langzeitspeicher als die auf den Gesamttag umgerechnete mittlere Entladungsleistung ($dSp25n$) in [GW] darstellt. Die Bezeichnung „ $dSp25n$ “ hebt hervor, dass nur die negativ gezählten Entladeströme des Langzeitspeichers „ $Sp25$ “ betrachtet werden, es handelt sich also nicht um eine Tagesbilanz sondern um die getrennte Aufsummierung über diejenigen Doppelstunden, in denen ein Abfluss ausgewiesen wird. Zum Vergleich: die (gleichmäßige) Verbraucherlast beträgt:

$$P_m = 1000 \text{ [TWh]} / 8760 \text{ [h]} = 114 \text{ [GW]} \quad (2)$$

Man erkennt, dass im Winter 2014 AD (**Bild 7a**)

- es lange Perioden ohne Inanspruchnahme des Langzeitspeichers und daher ohne Einsatzbedarf der Gaskraftwerke gibt. Im dargestellten Jahre 2014 AD ist dies besonders im Januar und Februar (Tage 1 bis 60) der Fall. Die Wärmespeicher müssen also viele Tage überbrücken. (Engpass: „Speichergröße“)
- die KWK Anlagen sehr groß ausgelegt sein müssen, da in kurzen Einsatztagen neben der aktuell nachgefragten Wärme ja zusätzlich die Speicherwärme produziert werden muss. (Engpass: „Wärmeleistung“)
- eine für den KWK Einsatz günstige größere Zeitspanne eigentlich nur etwa zwischen den Tagnummern (TagNr) 300 und 330 aufgetreten war. Hier gab es hohe Nachfrage für die Gaskraftwerke und nie mehr als 2 dazwischen liegende „Ruhetage“, die durch Wärmespeicher überbrückt werden müssten.
- Erhöht man die überbrückbaren „Ruhetage“ auf 3, so könnte man den ganzen Herbst 2014 von TagNr. 270 bis 330 abdecken.

Betrachtet man das Sommerhalbjahr, **Bild 7b**, so gibt es auch hier viele zusammenhängende Tagesperioden ohne jedweden Bedarf für den Einsatz von Gaskraftwerken. Der Wärmebedarf ist jedoch gering und so treten dann vermutlich keine besonderen Probleme auf, wenn die Probleme der „Speichergröße“ und der „bereitgestellten Wärmeleistung“ für die Anforderungen des Winterhalbjahres gelöst sind.

Zwischen Fazit: In der vollendeten Energiewende stellt eine verbindliche Wärmeversorgung auf Basis von KWK –Anlagen aufgrund des starken Klumpens der Einsatztage für Gaskraftwerke eine drastische Anforderung an die Größe der Wärmespeicher und an die durch KWK bereitgestellte Wärmeleistung zur schnellen Auffüllung derselben dar.

Nun wollen wir verschiedene Auslegungsfälle vergleichen. Als ein einfaches Maß für die Speicherproblematik benutzen wir den prozentualen Anteil derjenigen Tage, in denen die Langzeitspeicher zur Versorgung herangezogen werden müssen, an der Gesamtzahl der Sommer- bzw. Wintertage (**Bild 8a**). Im Winter weist diese Tabelle bei Autarkie (Fall 1.1) an nur 48% der Tage und bei Bruttodeckung (Fall 1.4) an 64% der Tage überhaupt einen Einsatz von Speichergas –Kraftwerken auf. Die Kapazität der Kurzzeitspeicher, $Sp80_{max}$, war hierbei mit einem „bewährten“ Wert von 0,2 Volllasttagen angesetzt.

Anteil der Tage mit Ausspeichern aus Sp25; bei Sp80 mx=0.2 [d]					
RE Ausbau		Import TWh=promille	Sp80_ max [d]	Winter	Sommer
1.1 Autarkie:	ÜsF=1.397	0	0.20	48%	64%
1.4 BruttoDeckung	ÜsF=1.000	162	0.20	64%	81%

Bild 8a: Vergleich der Auslegungsfälle: Autarkie und Bruttodeckung

Bruttodeckung ; Einfluss der KurzzeitSpeicher Sp80					
RE Ausbau		Import TWh=promille	Sp80_ max [d]	Winter	Sommer
1.2 BruttoDeckung	ÜsF=1.000	229	0	87%	99%
1.3 BruttoDeckung	ÜsF=1.000	187	0.10	69%	93%
1.4 BruttoDeckung	ÜsF=1.000	162	0.20	64%	81%
1.5 BruttoDeckung	ÜsF=1.000	155	0.25	62%	78%
1.6 BruttoDeckung	ÜsF=1.000	150	0.30	60%	75%

Bild 8b: Vergleich der Auslegungsfälle bei Bruttodeckung : Einfluss der Größe der Kurzzeitspeicher, Sp80.

In **Bild 8b** wird für den Fall der Bruttodeckung aufgezeigt, dass die Einsatztage des Langzeitspeichers deutlich von der Kapazität der Kurzzeitspeicher abhängen. Dies wird besonders im Sommer deutlich, wo ohne Kurzzeitspeicher (Fall 1.2) wg. des unzuverlässigen Nachtwindes praktisch jeden Tag (99%) auf den Langzeitspeicher zurückgegriffen werden müsste. Man erkennt auch, dass schon bei einem relativ kleinen Kurzzeitspeicher, z.B. bei Sp80_mx = 0.10 [d] (siehe Fall 1.3), bereits eine deutliche Verringerung der Tage mit Beanspruchung des Langzeitspeichers sowohl im Sommer wie im Winter auftritt.

Folgerung:

- Im Autarkie Fall des RE Ausbaues ist die KWK als Stromversorger wenig geeignet.
- Bei Bruttodeckung des RE Ausbaues gäbe es einen nachhaltigen Einsatz der KWK höchstens dann, wenn ein Ausbau der Kurzzeitspeicher unterlassen würde.

2.3 WP Einsatz im Zweispeicher-Modell

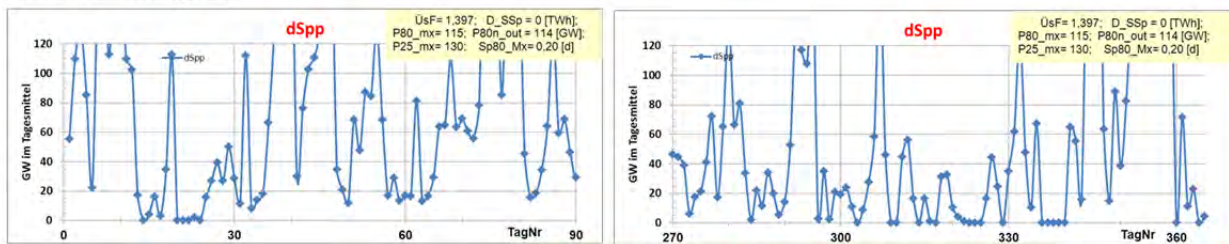
Nun betrachten wir in ähnlicher Vorgehensweise, wie die Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen mit dem Stromangebot und dem Speicherbetrieb einer vollendeten, vollständig auf RE basierenden Energiewende zurechtkommt. In einem gut isolierten Gebäude lässt sich eine Wärmepumpe als Niedertemperaturheizung wegen der Trägheit des Systems innerhalb eines Tages sehr flexibel einsetzen; daher können Wärmepumpen die Zeiten temporärer Stromüberschüsse ausnutzen und dadurch aktiv eine ausgleichende Lastverschiebung bewirken. Im Zweispeicher- Modell sind das diejenigen Zeiten, in denen ein Stromüberschuss anfällt und normalerweise der Stromüberschuss zum Auffüllen der Speicher eingesetzt wird. Im Bild 5 wird dies als **Fall B:** markiert Im **Bild 9** ist im Autarkie Fall für jeden Tag in 2014 AD die mittlere Leistung (in GW) der isoliert betrachteten Zuflüsse in die Speicher angegeben.

Etwaige temporäre Speicherentladungen werden daher nicht gezählt und Tage ohne Speicherzufuhr erhalten den Wert Null. Tatsächlich gab es jedoch im Sommer 2014 keinen einzigen derartigen Tag, d.h. an jedem einzelnen Tag gab es ein oder mehrere Zeitfenster, in denen temporäre Stromüberschüsse für den Einsatz von Wärmepumpen (etwa zur Warmwasserbereitstellung) zur Verfügung standen.

Fall B: Tageswerte der temporären Stromüberschüsse (Basis: 2h Werte)

Bez.: dSp_p = positiver Beitrag zum Speicher Sp (= Sp_{80} oder Sp_{25}), daher **freie Kapazität für flexiblen Verbraucher** wie z.B. WP

Winter Halbjahr



Im Winter: 88% der Tage mit temporären Stromüberschüssen

Sommer Halbjahr (Monate 4 bis 9)

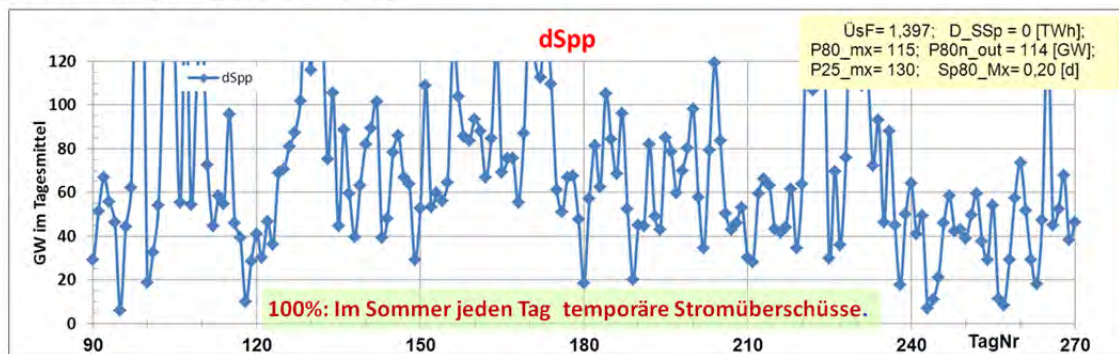


Bild 9: Nicht bilanzierte Tageswerte der temporären Stromüberschüsse im Zweispeicher-Modell für 2014 AD im Autarkie Fall. Dargestellt ist die auf den Gesamttag bezogene separierte mittlere Überschussleistung in [GW]. Die Einstellungen der Parameter entsprechen denjenigen in Bild 6. (bessere Auflösung der Graphik in /Folie 32 von /0/).

Und auch im Winter Halbjahr (obere Graphik in Bild 9) gab es nur wenige Tage ohne jedweden temporären Überschuss. Allerdings klumpen diese Engpasszeiten und es gab 3 Zeitperioden mit bis zu 5 zusammenhängenden Tagen ohne jedwede Speicherzufuhr (siehe die Zeitperioden um die TagNr = 22; 325; und 357 in der oberen Graphik von Bild 9).

Vergleich der Auslegungsfälle

RE Ausbau	Anteil der Tage mit temporärem Primärem Überschussstrom			
	Import TWh=promille	Sp80_ max [d]	Winter	Sommer
2.1 Autarkie:	ÜsF=1.397	0	88%	100%
2.4 BruttoDeckung	ÜsF=1.000	162	81%	99%

Feststellung:

Im Winterhalbjahr

Im **Autarkiefall** : fast tägliche temporäre Stromüberschüsse

Bei **BruttoDeckung** : Deutlich weniger , aber erstaunlich häufige Stromüberschüsse

Im Sommerhalbjahr

**Fast jeden Tag temporäre Stromüberschüsse
schon bei nur BruttoDeckung.**

Bild 10: Für die Auslegungsfälle „Autarkie“ und „Bruttodeckung“. werden die prozentualen Anteile von Tagen mit primärem Überschuss-Strom für 2014 AD verglichen.

In **Bild 10** wird in Analogie zu Bild 8a der Anteil der Tage mit zeitweisem Überschussstrom, also dem „WP Paradefall“, für die beiden Auslegungsfälle „Autarkie“ und „Bruttodeckung“ gegenübergestellt. Im Sommer gibt es sogar bei nur „Bruttodeckung“ schon eine 99 % ige Trefferquote und auch im Winter bleibt in beiden Fällen die Trefferquote hoch.

3. Diskussion und Schlussfolgerung

(3.1) Gegenwärtig wird Heizwärme teils aus Heizöl und größtenteils aus Erdgas erzeugt. KWK- Anlagen werden im kleinen Leistungsbereich weit überwiegend mit Erdgas betrieben. Betrachtet man die Prozesskette vom Erdgas bis zu den Endenergien Strom und Wärme so ist die KWK der getrennten Erzeugung der Kette aus GuD und WP bei modernen Anlagen in der Regel deutlich unterlegen: Die KWK ist also auch jetzt schon keineswegs die effizienteste Art zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Erdgas. Der durch die Branche hervorgerufene gegenteilige Eindruck ist unzutreffend.

(3.2) Mit der Energiewende muss sich die Wärmeversorgung in die weitgehend CO₂ freie Energieversorgung aus Regenerativer Energie (RE) mit Elektrizität als vorherrschendem Primärenergieträger einpassen. KWK-Anlagen, die als alleinige Wärmeerzeuger die Wärmeversorgung ihrer Abnehmer vollständig garantieren müssen, werden sich auf Wärmespeicher zur Abdeckung einer vieltägigen Überbrückungszeit in der Größenordnung von 10 Tagen einrichten müssen; ansonsten wäre zu erwarten, dass teure Brennstoffe wg. der Wärmenachfrage auch in solchen Tagen zum Einsatz kommen, in denen ein Überangebot an elektrischer Energie vorhanden ist und die gekoppelte Stromerzeugung daher völlig sinnlos ist. Diese ungewöhnlich hohe Speicheranforderung scheint derzeit noch nicht in alle Projektionen einer Wärmewende mit KWK als Wärmeerzeuger eingearbeitet zu sein.

(3.3) Die elektrische Wärmepumpe (WP) passt hingegen wegen ihres zeitlich flexiblen Einsatzes im Tagesbereich gut zu dem von „Wind und Wetter“ gesteuertem Stromdargebot. Sie kann daher als ein Bestandteil der Wärmewende in hohem Maße überschüssige Stromproduktion aufnehmen. Die Wärmepumpe kann damit Brennstoffe einsparen, allerdings keine Backup-Kraftwerke (GuD bzw. Gasturbinen) ersetzen.

(3.4) Als Backup –Kraftwerke können auch große und effiziente GuD eingesetzt werden, die eine Option zur Fernwärmeauskopplung besitzen. Diese GuD sind dann jederzeit Bestandteil der Backup-Kapazität und können in Zeiten mit gleichzeitiger Nachfrage nach Speicherstrom und nach Wärme den Einsatz der Großwärmepumpen effektiv ergänzen, aber sie sollten nicht alleine verantwortlich für die Wärmebereitstellung sein.

Man muss sich allerdings klar machen, dass moderne optimierte GuD eine so hohe Stromziffer haben, dass die optionale Wärmeauskopplung nur mehr einen kleinen Anteil der durch solche Anlagen erreichbaren Wärmeproduktion darstellt.

(3.5) Für besonders selten zum Einsatz kommende Backup-Kraftwerke werden vermutlich reine Gasturbinen wirtschaftlich optimal sein. Hier kann dann die erhebliche Abwärme ergänzend der Fernwärmeversorgung zugeführt werden. Wegen der sporadischen und nur kurzen Zeiten ihres Einsatzes muss die wesentliche Wärmeversorgung aber bei Großwärmepumpen verbleiben.

(3.6) Es ist m.E. keineswegs völlig auszuschließen, dass die für einen sinnvollen dezentralen KWK-Betrieb erforderlichen hohen Speicherkapazitäten vielleicht doch kostengünstig erstellt und auch örtlich untergebracht werden können. Selbst dann ist jedoch kein (technisch bedingter) Durchbruch der KWK-Technologie in der Wärmewende zu erwarten, weil diese Speicherkapazitäten natürlich ebenso auch für einen durchgehend aus Überschussstrom gespeisten WP –Betrieb („Fall B“ in **Bild 5**) eingesetzt werden könnten; dadurch ergäbe sich eine rundum positive Perspektive für die WP als Wärmeerzeuger der Energiewende.

Aus diesen Überlegungen ergeben sich **zwei einfache Folgerungen** für politische Randbedingungen im Übergang zur Wärmewende:

1. Die derzeitige einseitige und unangemessene direkte und indirekte Subventionierung der KWK ist einzustellen. Diese bereits im Vergleich zu derzeitigen Alternativen suboptimale Technologie ist für die Wärmewende ungeeignet. Die hohen Beträge (jährlich Milliarden Euro) könnten effektiver für andere Aufgaben der Energiewende eingesetzt werden.
2. Die Wärmepumpen müssen durch einen eigenen Wärmepumpentarif von der derzeitigen zusätzlichen Wettbewerbsverzerrung, die sich aus den stromspezifischen Steuern und Abgaben (zur Förderung der Ökologie, der RE und auch der Rentenkasse) befreit werden /14/. Eine aktuelle Aufstellung aller Belastungen des Strompreises findet sich in /5/.

Danksagung

Diese Arbeit ist durch Kommentare, Kritik, Diskussionen und Verbesserungsvorschläge von vielen Kollegen beeinflusst worden. Insbesondere danke ich den Herren Prof. H. Bruhns, Prof. M. Düren, Dr. R. Lüking, Robin Beer, Dr. M. Miara, Dipl. Ing. G. Borgolte, Dr. M. Robinus und Dr. L. Kotzur.

Literatur:

- /0/ Luther, G. „Wärmepumpe oder KWK - was passt zur Wärmewende“
Vortragsfolien mit besserer Auflösung www.uni-saarland.de/fak7/fze/DPG2016_AKE Vortrag 2.1
- /1/ Luther, G und H. Schmidt-Böcking, H. (2014): „Das Zusammenwirken von PSKW - artigen und P2G - artigen Energiespeichern und die mögliche Rolle von Tiefschachtspeichern bei der Energiewende“ www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2014F/Links_AKE2014F.htm#AKE2014F_06
- /2/ Luther, G und H. Schmidt-Böcking, H. (2014): „Unsichtbare Speicher für die Energiewende“, ew Spezial III (2014), S. 22-24
- /3/ KWKG 2016: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)
https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kwkg_2016/gesamt.pdf
- /4/ B.KWK (2016): „KWK in der Wohnungswirtschaft: Technik – Wirtschaftlichkeit – Recht“;
http://www.bkwk.de/infos_zahlen_zur_kwk/broschueren/broschuere_kwk_in_in_der_wohnungswirtschaft/
- /4a/ B.KWK (2016): Grafiken zur KWK: Bild „Vorteil der gekoppelten Erzeugung“
http://www.bkwk.de/infos_zahlen_zur_kwk/grafiken_und_poster
- /5/ BMWi (2016): “Staatlich veranlasste Bestandteile des Strompreises“.
<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiemarkt-und-Verbraucherinformationen/preise,did=649352.html>
- /6/ European Commission (2012): Richtlinie 2012/27/EU („Energie Effizienz Richtlinie“);
<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-directive> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=EN>
(Homepage bzw. Gesetzestext)
- /6a/ Wörtliches Zitat aus /6/ Anhang II, Abschnitt f

/7/ European Commission (2015): ANHÄNGE der DELEGIERTEN VERORDNUNG (EU) DER KOMMISSION zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/877/EU der Kommission:

/8/ DPG (2010): „Elektrizität – Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem“ http://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/broschueren/studien/energie_2010.pdf

/9/ PhysiKonkret Nr. 24 (2015) „Wärmepumpe schlägt oft Kraftwärmekopplung“ http://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/physik_konkret/pix/Physik_Konkret_24.pdf

/10/ Tzscheuschler, Peter e.a. (2016): „Optimierung von Mikro-KWK-Systemen“, Abschlussbericht (Förderkennzeichen 03ET1042B), Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Link: http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Projektbilder/Neue_Technologien/Optimierung_Mikro-KWK-Systeme/BMWI-Fkz_03ET1042B_KWKOpt_Abschlussbericht_web.pdf .

/11/ Euro Heat & Power, Dez. 2013, Sonderdruck 7200 zum GuD Köln Niehl 3

/12/ B.KWK 2015: Stellungnahme des Bundesverbandes Kraftwärmekopplung (B.KWK) zur Novelle 2016 des KWKG, Seite 2. Verfügbar über http://www.bkwb.de/fileadmin/users/bkwb/Newsletter_Dateien/2015/B_KWK-Stellungnahme_07_09_2015_zum_Referentenentwurf_KWKG_2016.pdf

/13/ Borgolte, G.: Aufbereitete Daten zur Stromerzeugung aus RE-Quellen in Deutschland 2013, zusammengestellt nach den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), RWTH Aachen, private Mitteilung, 2014.

/14/ Luther, G. (2011): „Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim thermodynamisch optimierten Heizen“ HLH , Band 62 (2011), Heft 9, p.75 ff.

Weitere diesbezügliche Publikationen auf der Themenseite : „Thermodynamisch optimiertes Heizen“: <http://www.fze.uni-saarland.de/ThOptHeizen.htm>

Dr. Gerhard Luther
Universität des Saarlandes
Experimentalphysik, Bau E.26
Forschungstelle für Zukunftsenergie
D-66123 Saarbrücken
luther.gerhard@ingenieur.de

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 978-3-9818197-0-0

Á

Á

Á

Á

Á

Á

ISBN 978-3-9818197-0-0

Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V.
Geschäftsstelle
Hauptstr. 5
53604 Bad Honnef
Telefon: 0 22 24 / 92 32 - 0
Fax: 0 22 24 / 92 32 - 50
E-Mail: dpg@dpg-physik.de
Internet: www.dpg-physik.de
www.weltderphysik.de