

Ganzheitliche Bewertung von Energiesystemen

Rainer Friedrich und Markus Blesl, Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung

1. Problemstellung

In Deutschland wurde mit breiter Zustimmung der Bevölkerung eine Energiewende beschlossen, die jetzt umgesetzt wird. Die wichtigsten Ziele der Energiewende sind:

- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022;
- Senkung der Treibhausgasemissionen von 1990 um 80-95% bis 2050;
- Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 80% bis 2050, am Bruttoendenergieverbrauch 60% bis 2050;
- Reduktion des Primärenergieverbrauchs (2008) um 20% bis 2020, um 50% bis 2050.

Die Wahl der energie- und umweltpolitischen Instrumente zur Durchsetzung der Energiewende führte allerdings in etlichen Fällen zu einer wenig nachhaltigen Lösung, d.h. die drei Säulen der Nachhaltigkeit, nämlich die ökonomische, ökologische und soziale Dimension wurden nicht gleichberechtigt verfolgt.

Vor allem betrifft dies das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und hier wiederum die Förderung der Photovoltaik (PV). Die PV Förderung war bisher

- nicht effizient hinsichtlich des Klimaschutzzieles. Zwar reduziert der Einsatz der PV die CO₂-Emissionen, dies allerdings zu sehr hohen Kosten pro vermiedener t CO₂. Würde man die Geldbeträge, die in PV investiert wurden, in andere Minderungsmaßnahmen stecken, wäre die CO₂ Reduzierung wesentlich höher gewesen.
- nicht sozialverträglich. Der Strompreis für Haushalte hat sich von 2000 bis 2013 verdoppelt, derzeit hat Deutschland den zweithöchsten Strompreis für Haushalte in Europa. Eigenheimbesitzer erhalten hohe und sichere Gewinne für Ihre PV-Hausdachanlage, alle Stromkunden zahlen dies über die EEG-Umlage.
- effektiv (wirksam), aber nicht effizient zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. 2014 mussten über die EEG Umlage Differenzkosten zwischen garantiertem Preis und auf dem Strommarkt erzieltem Preis für Strom aus erneuerbaren Energien von mehr als 19 Mrd. € eingezogen werden. Davon wurden ca. 9,5 Mrd. € bzw. 48% für PV verwendet, aber nur 25% der Stromerzeugung stammte aus PV-Anlagen.

Was schwerer wiegt und das EEG hinsichtlich der Klimaschutzwirkung so gut wie wirkungslos werden lässt, ist die Tatsache, dass die EEG Förderung und der Emissionsrechtehandel nicht miteinander abgestimmt sind. Werden auf Grund des EEG mehr erneuerbare Energien zur Stromerzeugung eingesetzt, so wird i.a. die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken entsprechend zurückgefahren. Die Kohlekraftwerksbetreiber haben dadurch überschüssige CO₂-Zertifikate, die sie auf dem Zertifikatemarkt verkaufen können, tendenziell sinkt daher der Preis der Zertifikate. Andere Großemittenten werden daher eher die Zertifikate kaufen als in CO₂-Minderungsmaßnahmen zu investieren. Letztlich entsteht daher durch die Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung fast kein zusätzlicher CO₂ Minderungseffekt.

Des Weiteren wurde die Förderung des Zubaus von EE zur Stromerzeugung ohne Planung der Netzintegration, der Versorgungssicherheit und der Laststeuerung durchgeführt. Daher fehlen

z. B. Netzanschlüsse für fertige off-shore Windkonverter, an manchen Tagen ist der Strompreis an der Strombörse negativ und für die Betreiber von Kraftwerken mit fossilen Energieträgern lohnt sich der Neubau effizienter neuer Kraftwerke für fossile Energieträger wegen der geringer werdenden Auslastung nicht mehr.

Es wird deutlich, dass die gewählten energie- und umweltpolitischen Instrumente nicht zu einer optimalen Verbesserung der Nachhaltigkeit führen; dabei sollte berücksichtigt werden, dass alle drei Säulen der nachhaltigen Entwicklung, also die ökologische, ökonomische und soziale Komponente gleichermaßen verfolgt werden sollten. Da hierbei häufig Zielkonflikte auftreten, ist eine Gewichtung bzw. Abwägung von Zielerfüllungen erforderlich. Tatsächlich werden, wie die Psychologie mittlerweile nachgewiesen hat (siehe z. B. Kahneman, 2011), Entscheidungen meist intuitiv getroffen, dabei wird das multikriterielle Entscheidungsproblem stark vereinfacht, wodurch suboptimale Entscheidungen entstehen. Im Einzelnen entstehen bei der intuitiven Entscheidungsfindung eine ganze Reihe von Problemen:

- Meinungen und damit Entscheidungen basieren auf der im Gedächtnis leicht verfügbaren Information – selbst wenn wichtige Informationen fehlen; Stimmigkeit (Kohärenz) der Information ist wichtiger als Menge, Qualität und Vollständigkeit der verfügbaren Information.
- Komplexe Fragen werden unbewusst durch einfachere Fragen ersetzt.
- Entscheidungen/Meinungen anderer (Peers) beeinflussen die eigenen Entscheidungen/Meinungen.
- Treffen weitere Informationen ein, so versuchen wir zunächst, unsere Meinung zu bestätigen, indem wir Informationen, die abweichende Meinungen stützen, gering gewichten oder als falsch einstufen.
- Bei der Bewertung von Risiken gibt es weitere Probleme:
 - Häufigkeiten werden anhand der Leichtigkeit, mit der ein Ereignis im Gedächtnis abgerufen werden kann, abgeschätzt.
 - Ereignisse mit geringer Häufigkeit werden übergewichtet (Risikoaversion).

Es folgt, dass zur Unterstützung wichtiger politischer Entscheidungen ein quantitatives Bewertungssystem eingesetzt werden sollte, das in der Lage ist, verschiedene Zielerfüllungsgrade zu gewichten (Kosten-Nutzen-Analyse). Erforderlich ist eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade mit dem Ziel, die unter Berücksichtigung aller relevanten Kriterien beste Option auszuwählen, das heißt die Option, die die Wohlfahrt der Bevölkerung maximiert. Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt und angewandt, die ebendies zum Ziel hat.

Diese sogenannte ‚ExternE‘-Methode wurde von den Autoren zusammen mit Partnern aus europäischen Institutionen im Rahmen einer Serie von EC-geförderten Forschungsprojekten, den sogenannten ExternE (external costs of energy)- Projekten, entwickelt (siehe z. B. Bickel, Friedrich, 2005) und wird z. B. vom Umweltbundesamt für Bewertungen von Umwelteinwirkungen empfohlen (UBA, 2012).

Im Folgenden wird dieser Ansatz anhand der Energiewende bei der Stromerzeugung erläutert. Als Hauptziele der Energiewende werden dazu die folgenden drei Ziele definiert:

- Die Gesundheits- und Umweltschäden durch Umwelteinwirkungen sollten möglichst gering sein.
- Die Treibhausgasemissionen sollten möglichst gering sein, um den Klimawandel zu minimieren.
- Die Kosten der Bereitstellung von Energiedienstleistungen sollten möglichst gering sein.

Diese Ziele sollten simultan möglichst gut erfüllt werden. Weil sie teilweise in Konkurrenzbeziehung stehen, ist eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade notwendig. Zu beachten ist, dass weitere Ziele wie die o.g. Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung Unterziele sind, die die Erfüllung der genannten Ziele unterstützen sollen, der Anteil erneuerbarer Energien an sich hat nur einen geringen direkten Einfluss auf die Wohlfahrt.

Als weiteres Kriterium kommt insbesondere das Erreichen einer hohen Versorgungssicherheit in Betracht. Dieses Kriterium kann konkretisiert werden als Vermeidung von unvorhergesehenen Preiserhöhungen von Energieträgern, verursacht durch eine unvorhergesehene plötzliche Verknappung oder Lieferunterbrechung. Dies ist nicht zu verwechseln mit erwarteten Preissteigerungen, diese sind in der Investitionsrechnung und damit in den Stromerzeugungskosten enthalten. Eine aussagekräftige Methode zur Quantifizierung des Ausmaßes der Versorgungssicherheit gibt es bisher allerdings nur in Ansätzen, sodass dieses Kriterium hier nur qualitativ berücksichtigt werden kann.

Die entstehenden Gesundheitsrisiken sind Teil der sozialen Komponente der Nachhaltigkeit, es fehlt jedoch die Analyse der Verteilung der Krankheitsrisiken und der Energiekosten auf die Bevölkerungsgruppen mit unterschiedlichem sozio-ökonomischen Status. Die Erarbeitung und Bewertung entsprechender Indikatoren sind jedoch noch Gegenstand der aktuellen Forschung und können hier daher noch nicht verwendet werden.

Im Folgenden werden die ‚sozialen Kosten‘ von Stromerzeugungssystemen ermittelt. Diese setzen sich zusammen aus den Stromerzeugungskosten ohne Steuern und Subventionen und den ‚externen‘ Kosten. Externe Kosten sind in Geldwert ausgedrückte externe Effekte. Externe Effekte sind alle im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technik auftretenden negativen Effekte, deren Kosten nicht der Produzent oder Konsument, sondern dritte Personen oder die Allgemeinheit zu tragen haben. Zum Beispiel führt die Emission von Schadstoffen – trotz Einhaltung der Emissionsgrenzwerte – zu Gesundheitsschäden, die nicht vom Stromerzeuger kompensiert werden.

Der Umbau des Stromerzeugungssystems benötigt Zeit, alte Kraftwerke werden nur nach und nach durch neue ersetzt. Gleichzeitig erfolgt eine zum Teil stürmische Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechniken. Die Bewertung von Techniken sollte daher nicht nach dem derzeitigen Stand erfolgen, sondern Entwicklungspotentiale mit einbeziehen. Dies trifft nicht nur für erneuerbare Energieträger zu; auch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hat noch erhebliches Entwicklungspotential. Im Folgenden wird daher eine Bewertung und Berechnung sozialer Kosten für weiterentwickelte Stromerzeugungssysteme, die 2025 in Betrieb gehen könnten, durchgeführt. Im Einzelnen werden folgende Kraftwerkstypen behandelt:

- Steinkohlekraftwerk IGCC (integrated gasification combined cycle),
- Steinkohlekraftwerk IGCC mit CCS (carbon capture and storage),
- Braunkohlekraftwerk: IGCC (integrated gasification combined cycle),
- Braunkohlekraftwerk IGCC mit CCS (carbon capture and storage),
- Erdgaskraftwerk: GuD (Kombination von Gas- und Dampfturbine),
- Onshore Windenergiekonverter,
- Offshore Windenergiekonverter,
- PV Anlage auf Hausdach,
- PV Anlage auf Freifläche,
- In Südeuropa oder Nordafrika: CSP (concentrating solar power) Anlage mit Speicher,
- In Südeuropa: Photovoltaikanlage auf Freifläche,
- In Ländern, die den Kernenergieeinsatz erlauben: EPR, teilweise (oberer Bereich der Kostenschätzung) mit Transmutation.

2. Gesundheitsrisiken und Umweltschäden

Zur Ermittlung und monetären Bewertung von Gesundheitsrisiken und Schäden an Ökosystemen wird die sog. Wirkungspfadanalyse verwendet (siehe Abb. 1).

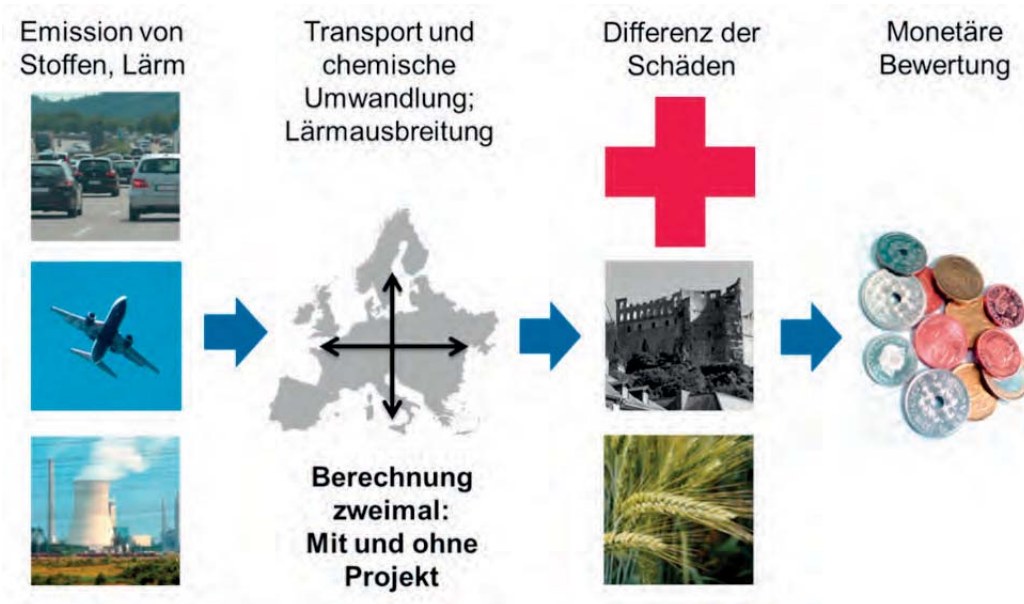


Abb.1: vereinfachtes Schema der Wirkungspfadanalyse

Ausgehend von zwei Szenarien von Aktivitäten mit und ohne das zu bewertende Kraftwerk werden jeweils die Emissionen, die durch die Aktivitäten verursacht werden, ermittelt. Die Emissionen werden als Eingabe für ein atmosphärisches Modell verwendet, das die Ausbreitung und chemische Umwandlung der Schadstoffe berechnet. Ergebnis sind jährliche durchschnittliche Konzentrationen der relevanten primären und sekundären Luftschadstoffe, insbesondere von PM₁₀, PM_{2.5}, Ozon und NO₂ sowie die jährliche Deposition von Säuren (Schwefel- und Salpetersäure) und eutrophierenden (stickstoffhaltigen) Verbindungen. In einem nächsten Schritt werden Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen herangezogen, die aus den Ergebnissen epidemiologischer Studien abgeleitet wurden, um die aus den Konzentrationen in der Atemluft entstehenden Gesundheitsschäden zu ermitteln. Die höchsten Gesundheitsschäden, nämlich eine deutliche Reduzierung der Lebenserwartung auf Grund von chronischen Atemwegserkrankungen und darauf folgenden Herz-Kreislaufkrankungen, werden durch die lebenslange Exposition mit Feinstaub verursacht. Die im Folgenden beschriebene Expositions-Wirkungs-Beziehung ist mittlerweile durch mehrere Studien abgesichert:

Per Expositionserhöhung von 10µg PM_{2.5} beträgt das relative Risiko für die Bevölkerung über 30 Jahre, zu sterben, 1,062 (1,04-1,083), es sterben also in jedem Jahr 6,2% Personen mehr als ohne diese Feinstaubbelastung.

Neben der genannten werden noch etwa 25 weitere Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen für PM_{2.5}, PM₁₀, Ozon und NO₂ verwendet, die entstehenden Gesundheitsschäden umfassen neben der Reduzierung der Lebenserwartung, ausgedrückt in ‚verlorenen Lebensjahren (years of life lost)‘, auch Krankheiten wie neue Fälle von chronischer Bronchitis, Hustentage, Tage mit Bronchodilatatorverwendung, Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegserkrankungen, Tage mit eingeschränkter Aktivität, Krankenhausaufnahmen wegen Herzerkrankungen, Krankenhausaufnahmen wegen cerebro-vascularer Erkrankungen und vieles mehr. Die verschiedenen Krankheitsindikatorwerte können in eine gemeinsame Einheit, die DALYs

(disability adjusted life years) umgerechnet werden. Dazu wird die Zahl der Krankheiten mit der Dauer (Bruchteil eines Jahres) und einem Faktor multipliziert, der den Schweregrad der Krankheit angibt. Der Faktor variiert zwischen 0 und 1, 0 bedeutet vollständige Gesundheit, 1 wird für Todesfälle eingesetzt.

Führt man die beschriebenen Berechnungen der Gesundheitsschäden durch, so ergibt sich das in Abb. 2 gezeigte Ergebnis.

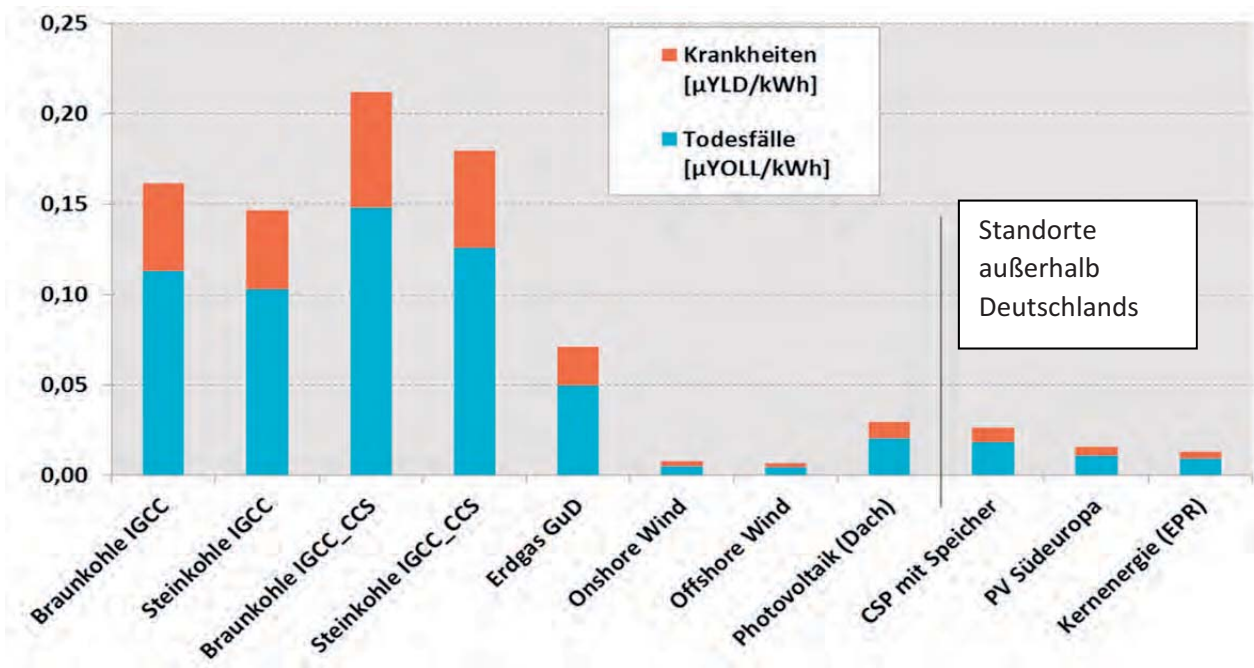


Abb.2: Gesundheitsschäden pro kWh durch verschiedene Stromerzeugungstechniken (Inbetriebnahme 2025) in DALYs per kWh; YLD = years of life disabled, YOLL = years of life lost, IGCC = integrated gasification combined cycle, CCS = carbon capture and storage, CSP = concentrating solar power

Dargestellt sind die entstehenden Gesundheitsrisiken in DALYs (disability adjusted life years). Bei einer Reduzierung der Lebenserwartung entspricht die Zahl der verlorenen Lebensjahre (YOLL – years of life lost) der Zahl der DALYs, bei Krankheiten wird die Dauer der Krankheit mit einem Faktor zwischen 0 und 1 multipliziert, der die Schwere der Krankheit angibt; das Produkt entspricht dann wiederum den DALYs. Es wird deutlich, dass erneuerbare Energien, besonders Windenergie, und Kernenergie hier recht gut abschneiden, während Kraftwerke für fossile Brennstoffe, insbesondere Kohlekraftwerke, relativ höhere Gesundheitsschäden verursachen. Der größte Anteil an den Schäden wird durch das Einatmen von Feinstaub verursacht, dieser wird nicht nur durch Feinstaubemissionen verursacht, sondern auch durch die Emission von Schwefeldioxid und Stickoxiden, die in der Luft chemisch zu Feinstaub (Ammoniumnitrat und –sulfat) umgewandelt werden. Bei erneuerbaren Energien und Kernenergie werden die Schäden weitgehend oder ausschließlich durch vor- und nachgelagerte Prozesse des Lebenszyklus (Herstellung, Abriss, ...) verursacht.

Neben den Gesundheitsschäden wurden auch Schäden durch Biodiversitätsverluste, Materialschäden, Schäden durch weitere toxische Stoffe sowie Materialschäden und Ernteverluste abgeschätzt. Wie aus Abb.3 hervorgeht, sind diese Schäden erheblich geringer als die Gesundheitsschäden.

3. Folgen des Klimawandels durch Emissionen von Treibhausgasen

Zur Bewertung der Emissionen von Treibhausgasen könnte man im Prinzip ebenfalls eine Wirkungspfadanalyse (Abb. 1) durchführen, um die Schäden, die durch die Emission einer t CO₂ entstehen, abzuschätzen. Die Ergebnisse solcher Abschätzungen weisen aber eine sehr hohe Bandbreite auf, die weniger durch unterschiedliche Schätzungen des Schadens als vielmehr durch unterschiedliche ökonomische Parameterwerte (mit welchem Zinssatz werden zukünftige Schäden abgezinst, wird ‚equity weighting‘ verwendet?) verursacht wird. Verwendet man trotz der großen Unsicherheitsbandbreite den Medianwert der ermittelten Schadenskosten pro t CO₂, so zeigt sich, dass eine Internalisierung dieses Wertes (z. B. als CO₂-Steuer) nicht zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen führen würde, die für das sogenannte 2° Ziel ausreichend wäre. Beim 2° Ziel, das beispielsweise die EU und Deutschland als Ziel anstreben, geht es darum, die durchschnittliche Temperaturerhöhung der Erdoberfläche gegenüber der vorindustriellen Zeit auf 2 Grad zu begrenzen. Dieses Ziel wird demnach mit dem Vorsorgeprinzip begründet. Man möchte nicht nur die derzeit quantifizierbaren Schäden vermeiden, sondern auch Vorsorge treffen, dass noch nicht erkannte Schäden durch den Klimawandel möglichst nicht eintreten.

Wegen der großen Bandbreite der Schadensabschätzungen und weil nicht bekannte Schäden natürlich auch nicht abgeschätzt werden können, wird hier keine Bewertung mit marginalen Schadenskosten, sondern mit marginalen Vermeidungskosten angesetzt. Dazu werden durch Auswertung vorhandenen Abschätzungen die marginalen Vermeidungskosten herangezogen, also die Kosten pro vermiedener t CO₂, die bei der teuersten der einzusetzenden Minderungsmaßnahmen entstehen, um das 2° Ziel im Rahmen einer weltweiten Strategie zu erreichen. Die hier verwendeten Vermeidungskosten stammen aus Kuik (2009).

Daneben werden in einem weiteren Szenario die marginalen Vermeidungskosten verwendet, die sich ergeben, wenn – ohne Berücksichtigung des Vorsorgeprinzips – eine pareto-optimale Minderung durchgeführt wird, bei der die geschätzten marginalen Schadenskosten den marginalen Vermeidungskosten gerade entsprechen. Diese Strategie verwendet im wesentlichen Schadens- und Vermeidungskostenrechnungen von Nordhaus (2011). Bei diesem Szenario wird weniger CO₂ gemindert als beim 2° Szenario, die Temperaturerhöhung steigt auf ca. 2,6 Grad, die Kosten zur Minderung der Treibhausgase sind dadurch erheblich reduziert.

Die marginalen Vermeidungskosten für beide Szenarien zeigt Tab. 1. Da hier Berechnungen für 2025 durchgeführt werden, werden die CO₂ Emissionen mit 74 €/t im 2° Szenario und 36 €/t im pareto-optimalen Szenario bewertet.

[Euro 2010 per t CO eq]	2015	2025	2035	2045	2050
MVK pareto-optimales Szenario	30	36	42	74	87
MVK 2° max - Szenario	46	74	121	198	252

Tab 1: marginale Vermeidungskosten (MVK) für zwei Klimaschutzszenarien

Abb. 3 zeigt die gesamten Umweltkosten für das 2° Szenario. Bei Kohle und Erdgas dominieren die Schäden durch Treibhausgasemissionen. Bei den Kohlekraftwerken mit CCS sind zwar die Gesundheitsschäden deutlich höher, weil der Wirkungsgrad sinkt, die CO₂-Kosten sind aber wesentlich niedriger, so dass insgesamt die CCS-Kraftwerke umweltfreundlicher sind als Kraftwerke ohne CCS.

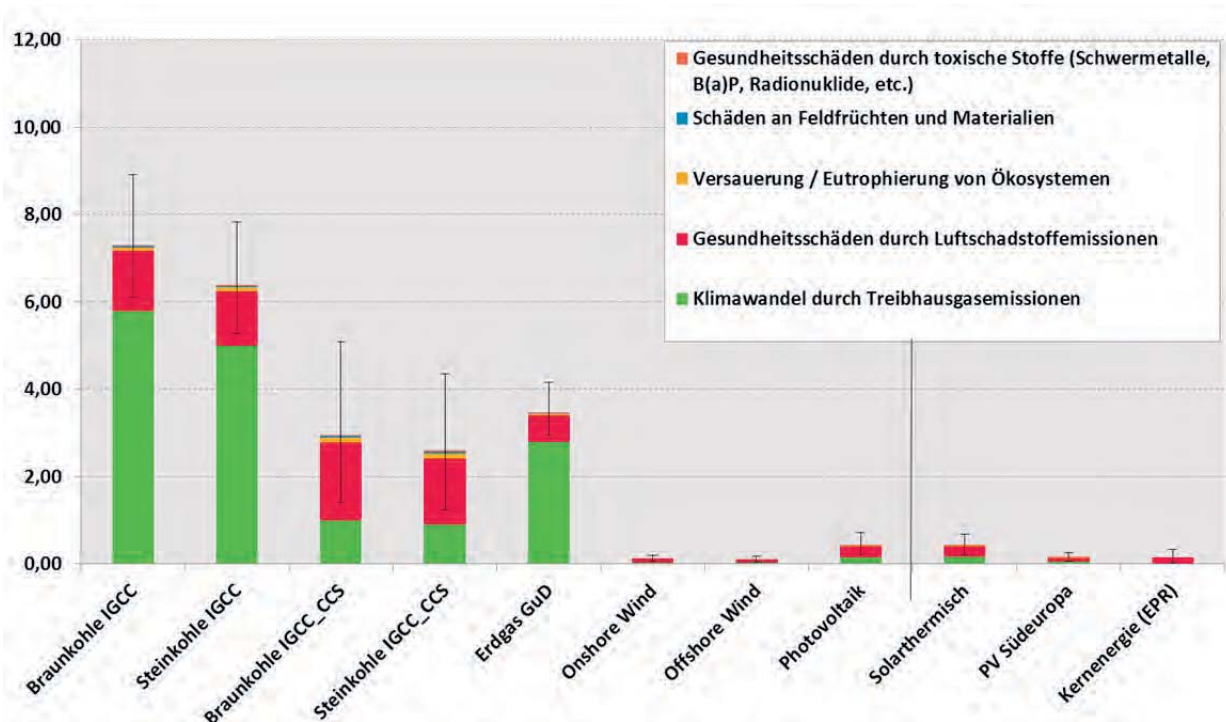


Abb. 3: Umweltkosten pro erzeugter kWh für verschiedene Stromerzeugungsanlagen, Inbetriebnahme 2025

4. Stromerzeugungskosten

Die hier angegebenen Stromerzeugungskosten enthalten Kosten für Investition, Betrieb, Wartung, Reparatur, Hilfsgüter, Beratung, Abriss und Abfallbeseitigung bzw. -lagerung, bei Kernkraftwerken die Rückstellungen für ein Endlager. Ebenfalls enthalten sind ‚back-up‘ Kosten. Insbesondere erneuerbare Energien liefern Strom nicht unbedingt dann, wenn er

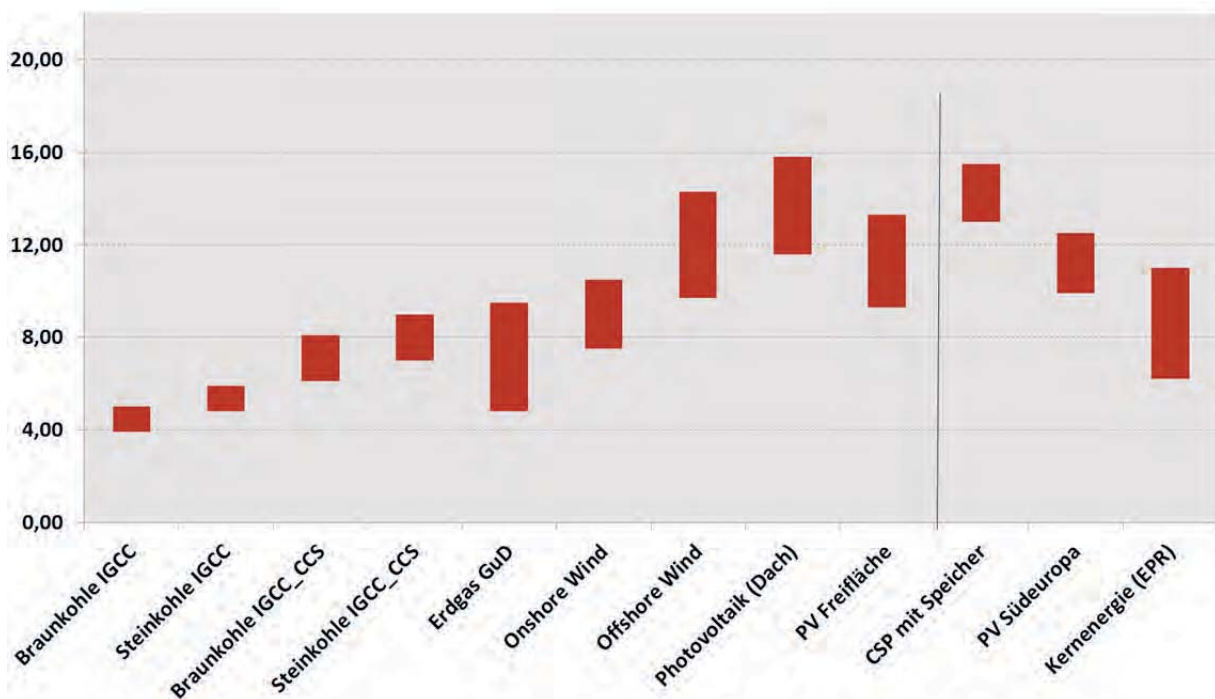


Abb. 4: Stromerzeugungskosten in €/cent/kWh für neue Stromerzeugungsanlagen, Inbetriebnahme 2025

nachgefragt wird, daher benötigt man Reserve- und Speicherkapazität. Dies wird berücksichtigt, indem zwei Stromerzeugungssysteme mit und ohne die bewertete Technik, die beide die gleiche Versorgungssicherheit (Ausfallwahrscheinlichkeit) aufweisen, verglichen werden. Die Differenzkosten, z.B. zur Bereitstellung von Reservekapazität, werden dann der bewerteten Technik angelastet.

Um die Kosten zukünftiger Techniken abzuschätzen, wird zum einen eine Trendanalyse durchgeführt, d. h. Kostenminderungen der Vergangenheit werden in die Zukunft fortgeschrieben. Außerdem wird mit einer technischen Analyse untersucht, ob es neue technologische Entwicklungen gibt (zum Beispiel die CO₂-Speicherung oder die IGCC-Technik bei Kohlekraftwerken), die die Kosten beeinflussen. Da die Abschätzung der zukünftigen Kosten je nach Technik relativ unsicher ist, wird eine mehr oder weniger große Unsicherheitsbandbreite angegeben.

Abb. 4 zeigt die ermittelten Kosten pro erzeugter kWh. Am günstigsten sind hier Kohlekraftwerke ohne CCS. Beim Erdgas sorgt der ungewisse Preis des Erdgases für eine hohe Unsicherheitsbandbreite, beim onshore Wind ist der back-up Aufschlag dafür verantwortlich, dass die Kosten leicht über denen für fossile Energieträger liegen. Solarenergie und offshore Wind sind teurer als die anderen untersuchten Optionen. Beim EPR wird für den unteren Wert der Bandbreite davon ausgegangen, dass die Kosten für weitere Reaktoren gegenüber den ersten derzeit in Bau befindlichen EPR Reaktoren (z. B. in Flamanville) absinken. Für die hohen Werte wurde ein Zuschlag für den Einsatz der Transmutation zur Reduzierung der Halbwertszeit hoch radioaktiver Abfälle eingesetzt; allerdings sind diese Abschätzungen mangels konkreter Kostenschätzungen für die Transmutation nur wenig belastbar. Für die Anlagen aus dem Ausland ist ein Beitrag für den Netzausbau enthalten.

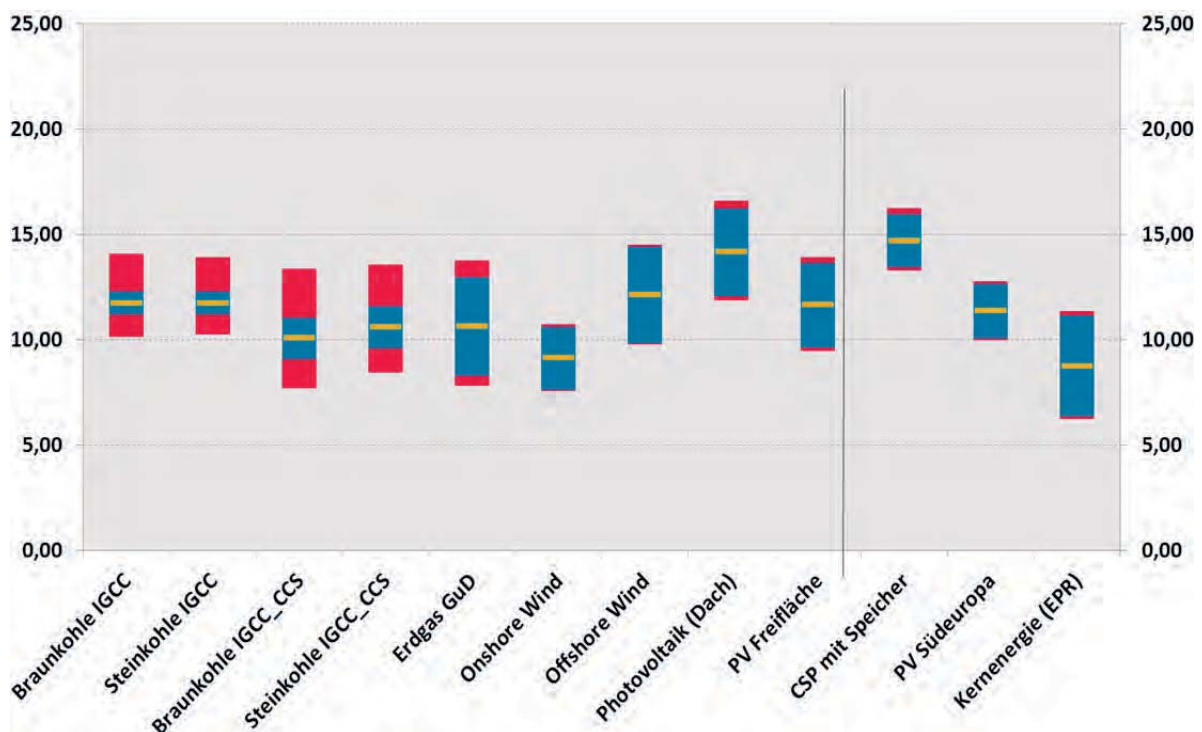


Abb. 5: Soziale Kosten der Stromerzeugung in €/cent/kWh beim starken Klimaschutz (2° Ziel). Der gelbe Strich markiert den Mittelwert, die blauen Abschnitte zeigen die durch Variation der Stromerzeugungskosten entstehende Bandbreiten, die grünen Abschnitte repräsentieren die Bandbreite der Schätzungen der Kosten durch Luftverschmutzung.

5. Soziale Kosten der Stromerzeugung

Fasst man die wichtigsten Kriterien für die Bewertung von Stromerzeugungssystemen zusammen, nämlich

- geringe Gesundheitsschäden und Ökosystemschäden durch Luftschadstoffe,
- geringe Klimaauswirkungen,
- geringe Kosten,

so erhält man die sozialen Kosten, die ein Maß für die Erfüllung aller drei Kriterien sind. Abb. 5 zeigt das Ergebnis für den starken Klimaschutz (2° Ziel).

Insbesondere onshore Wind schneidet bei den Anlagen in Deutschland sehr gut ab, Kohlekraftwerke mit CCS und Erdgaskraftwerke liegen ähnlich, sodass es vom Erdgaspreis und dem Preis für CCS abhängt, welche Technik vorteilhafter sein wird. Offshore Wind und Dach - PV Anlagen sowie CSP Importstrom weisen die höchsten sozialen Kosten aus.

Bei moderaterem Klimaschutz ergeben sich die Werte aus Abb. 6. Insbesondere CCS Anlagen sind jetzt nicht mehr besser als entsprechende Anlagen ohne CCS. Onshore Wind bleibt günstig, der Import von Kernenergie aus dem Ausland kann je nach Kostenentwicklung wettbewerbsfähig sein, bei Erdgasanlagen ist der Erdgaspreis die entscheidende Variable.

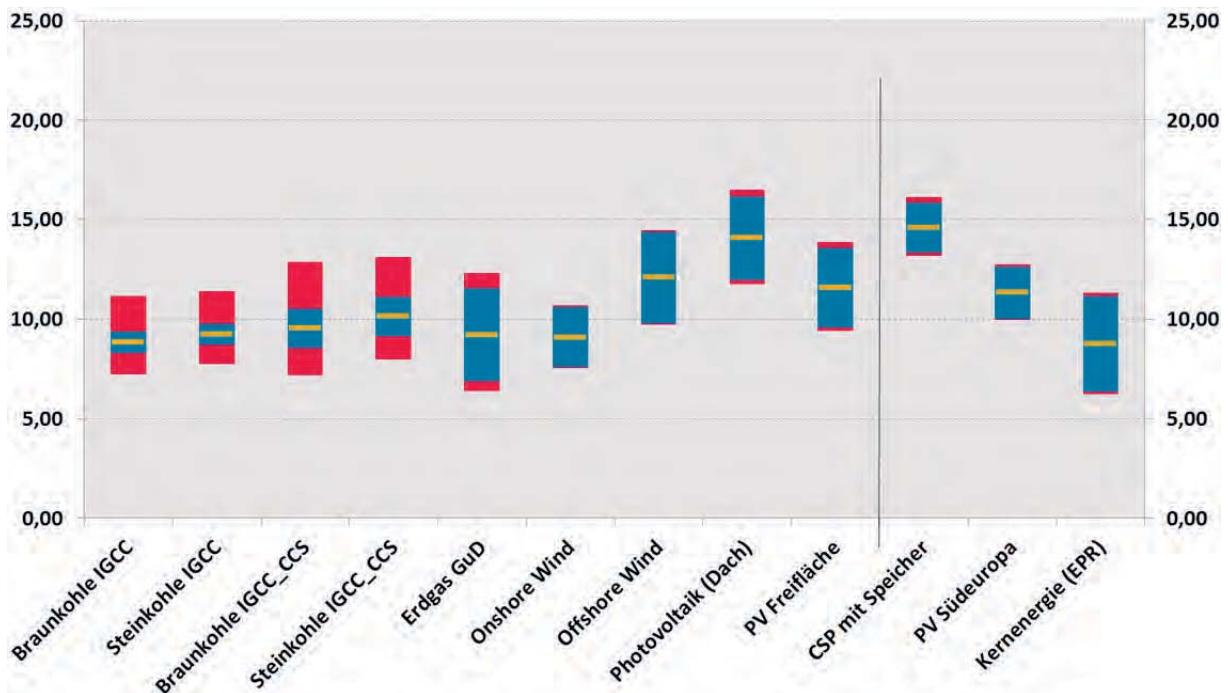


Abb. 6: Soziale Kosten der Stromerzeugung in €/cent/kWh beim pareto-optimalen Klimaschutz. Der gelbe Strich markiert den Mittelwert, die blauen Abschnitte zeigen die durch Variation der Stromerzeugungskosten entstehende Bandbreiten, die roten Abschnitte repräsentieren die Bandbreite der Schätzungen der Kosten durch Luftverschmutzung.

Die hier dargestellten Ergebnisse zeigen die sozialen Kosten, die in der Volkswirtschaft insgesamt entstehen, unabhängig davon, wer die Kosten zu tragen hat. Aus der Sicht einzelner Stromverbraucher, die letztlich die Entscheidungen der Verbraucher bestimmt, ergeben sich natürlich andere Rangfolgen. Zum Beispiel sind PV-Dachanlagen mit Stromspeicher volkswirtschaftlich gesehen zu teuer, privatwirtschaftlich unter den gegebenen Randbedingungen aber wirtschaftlich, wenn der Stromerzeuger den Strom selbst verwendet.

Allerdings wird der Anlagenbetreiber mit so einer Anlage für einige Tage im Jahr nicht genügend selbst erzeugten Strom zur Verfügung haben, zur Erreichung der Versorgungssicherheit ist daher ein Netzanschluss oder ein Notstromaggregat erforderlich. Dadurch wird die Lastcharakteristik für den Netzbetreiber ungünstiger, die Mehrkosten wird er bei der bestehenden Tarifstruktur den anderen Stromverbrauchern aufbürden, oder er wird die Preise an den Kosten orientieren, sodass der Anlagenbetreiber eine sehr viel höhere Bereitstellungsgebühr zu zahlen hätte.

6. Optimale Energieversorgungssysteme

In den vorangegangenen Kapiteln wurden verschiedene Stromerzeugungstechniken hinsichtlich ihrer sozialen Kosten bewertet und so eine Rangfolge der Techniken entsprechend ihrer Vorteilhaftigkeit erstellt. Allerdings wird die Stromerzeugung in Deutschland immer durch einen Mix aus verschiedenen Kraftwerkstypen durchgeführt werden; dabei spielt die Lastcharakteristik des Bedarfs, das Potential, die Historie des Kraftwerkzubaues usw. eine Rolle. Will man Politiken wie die Energiewende daher bewerten, so genügt der Vergleich von Stromerzeugungstechniken nicht. Vielmehr müssen Szenarien des gesamten Stromerzeugungssystems, die sich je nach Energiepolitik ergeben, miteinander verglichen werden.

Hierzu setzen wir ein auf den Modellgenerator TIMES (The Integrated Market Eform System) aufbauendes prozessanalytisches, dynamisches Optimierungsmodell ein. Das Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 30 Regionen umfassendes Energiesystemmodell (Blesl et al. 2010; Blesl et al. 2012), welches alle Staaten der EU-28 sowie die Schweiz und Norwegen beinhaltet. Der Modellierungszeitraum erstreckt sich von 2010 bis 2050, wobei die Modellierung für Stützjahre mit einem Intervall von 5 Jahren erfolgt. Das Energiesystem wird in TIMES PanEU durch Gleichungen mathematisch beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion, im allgemeinen den Kosten, optimiert. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Treibhausgasminderungsziele unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen einstellen. Vorgegeben werden bei der Optimierung in der Regel der anfängliche Anlagenbestand, die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise und der Energienachfrage sowie die die Technologien und Energieträger charakterisierenden Parameter. Als Ergebnis des Optimierungslaufs erhält man die Ausgestaltung des Technologiebestands, d. h. Art und Umfang der Technologien, den benötigten Energieeinsatz differenziert nach Energieträgern, die Kosten des Energiesystems sowie die verursachten Emissionen an Treibhausgasen und Luftschadstoffen.

Mit TIMES werden hier drei Szenarien der Entwicklung des zukünftigen Energiesystems berechnet, dabei werden - wegen des starken Handels von Energieträgern innerhalb der EU – nicht nur Deutschland, sondern alle Staaten der EU einschließlich ihrer Handelsbeziehungen mit Energieträgern abgebildet. Die nachfolgend beschriebenen drei Szenarien werden berechnet.

- a) Beim ‚current policy‘ (CPO) Szenario wird die Energie- und Klimaschutzpolitik der EU und von Deutschland abgebildet. Die CO₂-Äquivalent-Emissionen, also die Emissionen aller Treibhausgase gewichtet mit dem ‚global warming potential‘, sollen von 1990 bis 2050 um 80 % sinken. Die deutschen Ziele für erneuerbare Energien gelten ebenfalls. Das heißt: der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll bis 2050 auf 80% ansteigen und der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll bis 2050 mindestens 60% betragen. CCS (carbon capture and storage) darf nicht eingesetzt werden. Der Kernenergieausstieg in Deutschland bis 2022 findet wie geplant statt, dies gilt für alle drei hier vorgestellten Szenarien.

- b) Beim optimierten Szenario (OPT) wird das Ziel ‚Minderung der Treibhausgasemissionen um 80%‘ beibehalten, ebenso wie der Kernenergieausstieg. Der Einsatz von CCS wird bei diesem Szenario erlaubt. Der Anteil erneuerbarer Energien, der erforderlich ist, um das Klimaschutzziel zu erreichen, wird hier vom Modell berechnet und nicht wie im Szenario CPO vorgegeben.
- c) Beim EffizienzszENARIO (EFF) wird für den Klimaschutz das pareto-optimale Szenario (siehe Kap. 3) angesetzt. Die zu erreichende Emissionsminderung für Treibhausgase beträgt hier nur noch 60%. Auch hier erfolgt der Kernenergieausstieg in Deutschland wie geplant. CCS kann eingesetzt werden, der Anteil erneuerbarer Energien wird vom Modell bestimmt.

Für die hier berechneten Szenarien werden nur die Ziele ‚Klimaschutz‘ und ‚geringe Kosten‘ betrachtet. Die Einbeziehung des Ziels „geringe Schäden durch Luftverschmutzung“ ist möglich und sehr sinnvoll, konnte aber wegen des erhöhten Aufwands hier nicht realisiert werden und bleibt daher Gegenstand zukünftiger Arbeiten.

Insgesamt zeigt der Primärenergieverbrauch (PEV) in allen drei Szenarien in Deutschland eine rückläufige Entwicklung (Abb. 7). Zu dieser Entwicklung tragen sowohl der Umwandlungssektor mit einem verminderten Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung als auch die Nachfragesektoren mit einem im Zeitverlauf abnehmenden Endenergieverbrauch durch Energieeinsparungen und effizienteren Techniken bei.

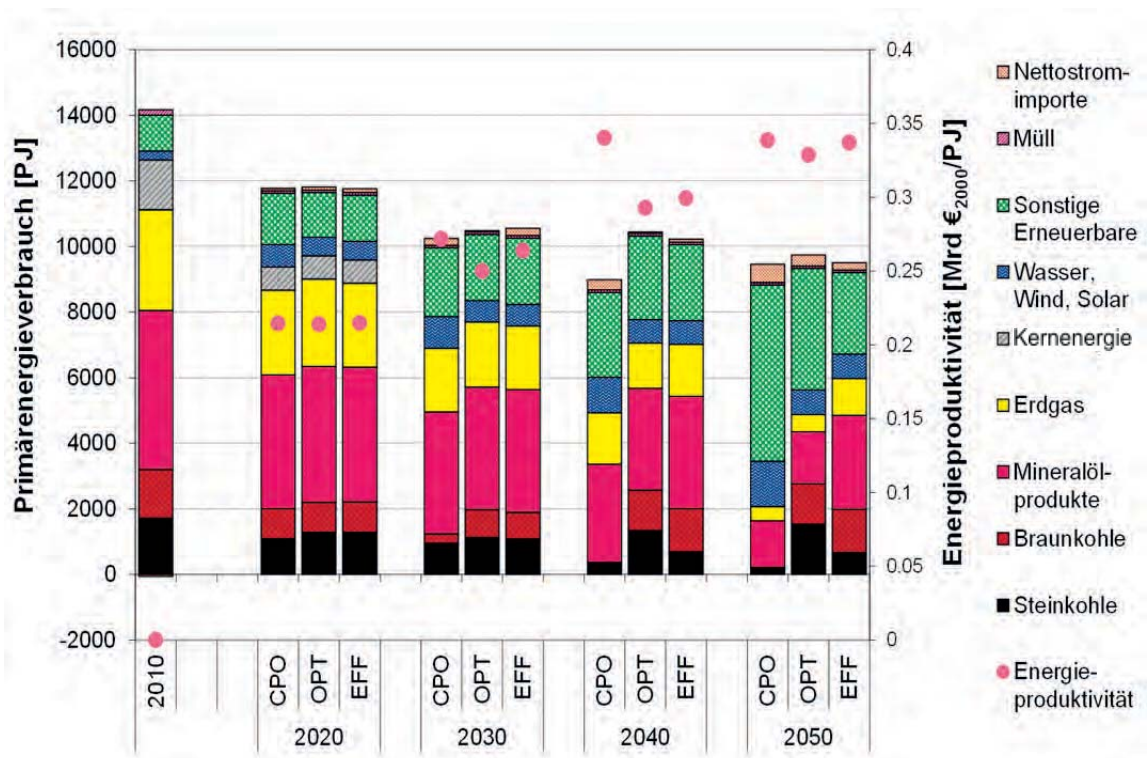


Abb. 7: Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland im Szenarienvergleich

Bezüglich der einzelnen Energieträger reduziert sich in allen Szenarien die Bedeutung der fossilen Energieträger Gas und Mineralöle (Abb. 7). Aufgrund des Kernenergieausstiegs erfolgt nach dem Jahr 2022 kein Primärenergieeinsatz von Kernenergie mehr. Zunehmend eingesetzt werden in allen Szenarien erneuerbare Energieträger. Hierbei ist sowohl die absolute Menge als auch der Anteil im Szenario CPO am höchsten, da hierbei sowohl eine Quote für die Stromerzeugung als auch für den Bruttoendenergieverbrauch vorgegeben ist.

Entsprechend ergeben sich in den Szenario OPT und EFF geringer absolute Primärenergieverbräuche an erneuerbaren Energien.

Die Energieproduktivität (Abb. 7) ergibt sich als Quotient aus dem Bruttoinlandsprodukt und dem Primärenergieverbrauch. Insgesamt ist in allen Szenarien eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität zu verzeichnen. Im Szenariovergleich zeigt sich langfristig die höchste Energieproduktivität im Szenario CPO.

Die Nettostrombereitstellung in Deutschland entwickelt sich ausgehend von einem Niveau von 580 TWh in 2010 im Szenariovergleich unterschiedlich (Abb. 8). Hierbei differieren sowohl die Bedeutung der Nettostromimporte als auch die Struktur der Stromerzeugung zwischen den Szenarien erheblich. Generell führt der Ausstieg aus der Kernenergie zu einer Stromimportabhängigkeit ab dem Jahr 2020. Wird gleichzeitig auf den Einsatz der CCS Technologie verzichtet (Szenario CPO), so nimmt diese Stromimportabhängigkeit noch weitaus stärker zu.

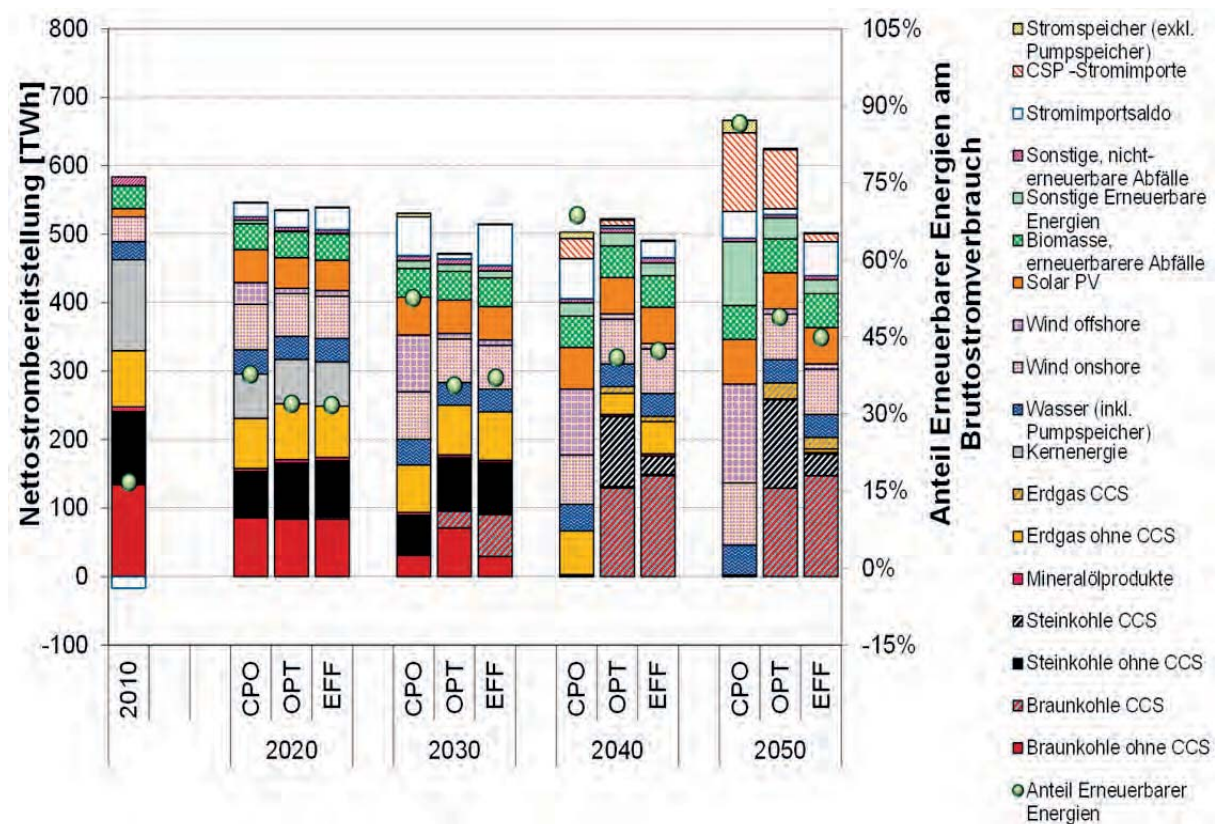


Abb. 8: Nettostromerzeugung in Deutschland im Szenarienvergleich

Die Entwicklungen im Szenario CPO zeigen, dass die Stromversorgung in Deutschland unter Klimaschutzgesichtspunkten bei einer Förderung der Erneuerbaren Energien und dem gleichzeitigen Verzicht auf den Einsatz der CCS Technologie nicht kosteneffizient durch inländische Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden kann.

Die Vorgaben für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien führen im Szenarien CPO bis 2030 zu einer nahezu Verdreifachung der entsprechenden Strommengen gegenüber dem heutigen Niveau, wobei ein besonders starker Zuwachs für Windenergie zu erwarten ist. Die Windstrommengen verdreifachen sich bis 2030 auf 170 TWh, mit einem Offshore-Anteil von etwa 50 %. Im weiteren Verlauf nehmen die Strommengen aus Erneuerbaren Energien auf 335 TWh in 2050 zu. 2050 werden sie zu knapp 54 % aus Windenergie, 15 % aus Solarenergie sowie 33 % aus Biomasse und Geothermie bereitgestellt.

Entsprechend erreichen die Erneuerbaren Energien im Szenario CPO im Jahr 2020 einen Anteil von 38 %, 2030 53 % und im Jahr 2050 von 85% am Bruttostromverbrauch. Damit wird die Zielquote von 80 % im Szenario CPO im Jahr 2050 sogar überschritten, da die energiepolitische Vorgabe von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch entsprechende Erhöhungen bewirkt. Dagegen fällt der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien OPT und EFF wesentlich geringer aus. Dieser beträgt im Szenario OPT (EFF) in 2020 32% (32 %), in 2030 36% (37%) und in 2050 49% (45%). Der höhere Anteil im Szenario OPT gegenüber dem Szenario EFF ist auf das höhere Treibhausgasemissionsminderungsziel zurückzuführen, welches die Quote und den absoluten Einsatz der erneuerbaren Energien begünstigt.

Die fossil basierte Stromerzeugung nimmt im Szenario CPO über den Betrachtungszeitraum ab, was auf die Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gemäß den Quotenvorgaben und die Nichteinsetzbarkeit der CCS-Technologie zurückzuführen ist. Insgesamt reduziert sich die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im Szenario CPO von einem Niveau von ca. 330 TWh in 2010 auf 160 TWh in 2030 auf wenige TWh in 2050.

Dagegen leistet die fossile Stromerzeugung aufgrund des potenziellen Einsatzes der CCS Technologie in den Szenarien OPT und EFF im gesamten Betrachtungszeitverlauf einen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland. Im Jahr 2050 beträgt die fossil basierte Stromerzeugung zwischen 283 TWh im Szenario OPT und 203 TWh im Szenario EFF, wobei hierbei mehr als 85% der eingesetzten fossilen Energieträger in Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung eingesetzt werden.

Der Anteil von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung an der Nettostromerzeugung in 2030 beträgt im Szenario OPT 5 % (26 TWh) und im Szenario EFF 12 % (57 TWh). Im weiteren Verlauf steigt der absolute Beitrag der Stromerzeugung aus Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung im Szenario OPT im Vergleich zum Szenario EFF wesentlich stärker an, da insgesamt die Stromnachfrage aufgrund des Beitrags der spezifisch CO₂-arm erzeugten Stroms zur CO₂-Reduktion in den Endenergieverbrauchssektoren beiträgt.

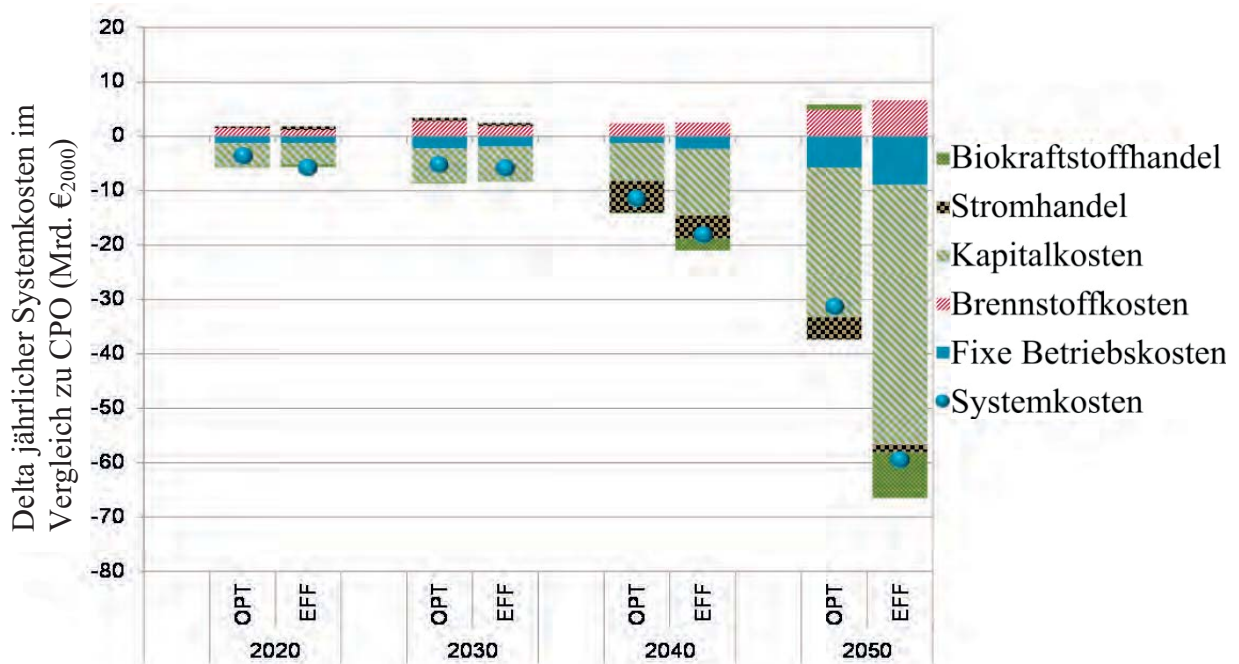


Abb. 9: Differenz der jährlichen Energiesystemkosten der Szenarien OPT bzw. EFF im Vergleich zu den Systemkosten im Szenario CPO

Welche ökonomischen Folgen würde es also haben, wenn man nicht versuchte, das Energiesystem durch zahlreiche Vorschriften und verbindliche Zielwerte sehr stark zu reglementieren, sondern nur die eigentlich das Wohlbefinden bestimmenden Zielwerte insbesondere beim Klimaschutz festzulegen und die Ausgestaltung des Energiesystem dann dem Markt überlassen würde?

Dazu werden die monetären Auswirkungen in den drei Szenarien für das gesamte Energiesystem Deutschlands ermittelt (Abb. 9). Die ausgewiesenen Systemkosten repräsentieren die im Betrachtungszeitraum für das gesamte deutsche Energiesystem aufzubringenden Kosten, welche sowohl Kapitalkosten für Anlagen der Energieumwandlung und des Energietransports als auch Kosten für Wartung und Betrieb der Anlagen, Brennstoffkosten sowie die Kosten für den Stromaußenhandel umfassen. Dargestellt werden jeweils die Systemkostendifferenz im Vergleich zum Szenario CPO, sodass negative Kostendifferenzen als Kostenreduktion bzw. Kostenentlastung interpretiert werden können und positive Kostendifferenzen als Mehrkosten bzw. Kostenbelastungen.

Ein Szenario, das nur den Klimaschutz entsprechend den Zielen der Bundesregierung festlegt (Szenario OPT), aber nicht den Anteil und die Technik der einzusetzenden erneuerbarer Energien, würde Verminderungen der jährlichen Kosten von ca. 31 Mrd. € im Jahr 2050 erreichen. Der Kostenreduzierung im Jahr 2020 (rund 4 Mrd. €) ist zunächst noch relativ gering, weil ja ein sehr hoher Teil des Zubaus erneuerbarer Energien bis 2015 bereits erfolgt ist, diese Anlagen bleiben in allen drei Szenarien bestehen, damit fallen auch die hohen Kosten bis zum Auslaufen der Förderung in allen drei Szenarien an (siehe Kap. 1). Langfristig führt insbesondere die zusätzliche Stromerzeugung aus Kohlen zu weiteren Kostensenkungen. Trotz der Mehrkosten für die notwendigen Brennstoffe der Kohlestromerzeugung, kommt es aufgrund der geringeren Kapital- und Fixkosten dieser Stromerzeugungstechnik im Vergleich zu erneuerbarer Energien in Summe zu einer Kostenreduktion. In der Kostenbilanzierung sind neben den reinen Stromerzeugungstechnologien auch die Kosteneinsparungen für Systemdienstleistung (z.B. geringer Regellenergiebedarf, Ausbau der Verteilungsnetze, Speicherbedarf u.a.) enthalten.

Reduziert man die sehr ambitionierte Klimaschutzziel etwas, so ergeben sich vor allem langfristig weitere erhebliche Kosteneinsparungen von rund 60 Mrd. € in 2050 im Vergleich zum Szenario mit den von der Bundesregierung festgelegten Zielen. Die ist zum einen auf die geringere notwendige Stromnachfrage zurückzuführen, zum anderen ist der extrem kostenintensive Umbau des Verkehrssektors hin zur CO₂-Neutralität nicht in vollem Umfang notwendig.

7. Zusammenfassung

Bei komplexen multikriteriellen Entscheidungen sollte eine Systemanalyse mit Energie – und Strommarktmodellen und eine ganzheitliche Bewertung durchgeführt werden, um Wohlfahrtverluste zu vermeiden. Dadurch lassen sich u.a. viele Mrd. €/a sparen, obwohl Umweltschutz- und Klimaschutzziele nach wie vor erfüllt werden.

Aus den Ergebnissen der hier beispielhaft gezeigten modellgestützten ganzheitlichen Bewertung lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Wenn, wie vorgesehen ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden sollen, muss insbesondere mehr Strom emissionsarm produziert werden, weil emissionsarm erzeugte Raum- und Prozesswärme sowie mechanische Energie vor allem durch auf Strom basierende Techniken erfolgen kann. Für die Stromerzeugung bietet sich ein Mix aus Wind (onshore), Braun- und Steinkohle mit CCS, Wasser, sowie, soweit weitere substantielle Kosteneinsparungen für diese Techniken realisiert werden können, offshore Wind und PV auf Freiflächen an.

Bei optimiertem Klimaschutz könnte mehr Strom auch mit Erdgas erzeugt werden, der Einsatz von CCS-Anlagen würde abnehmen.

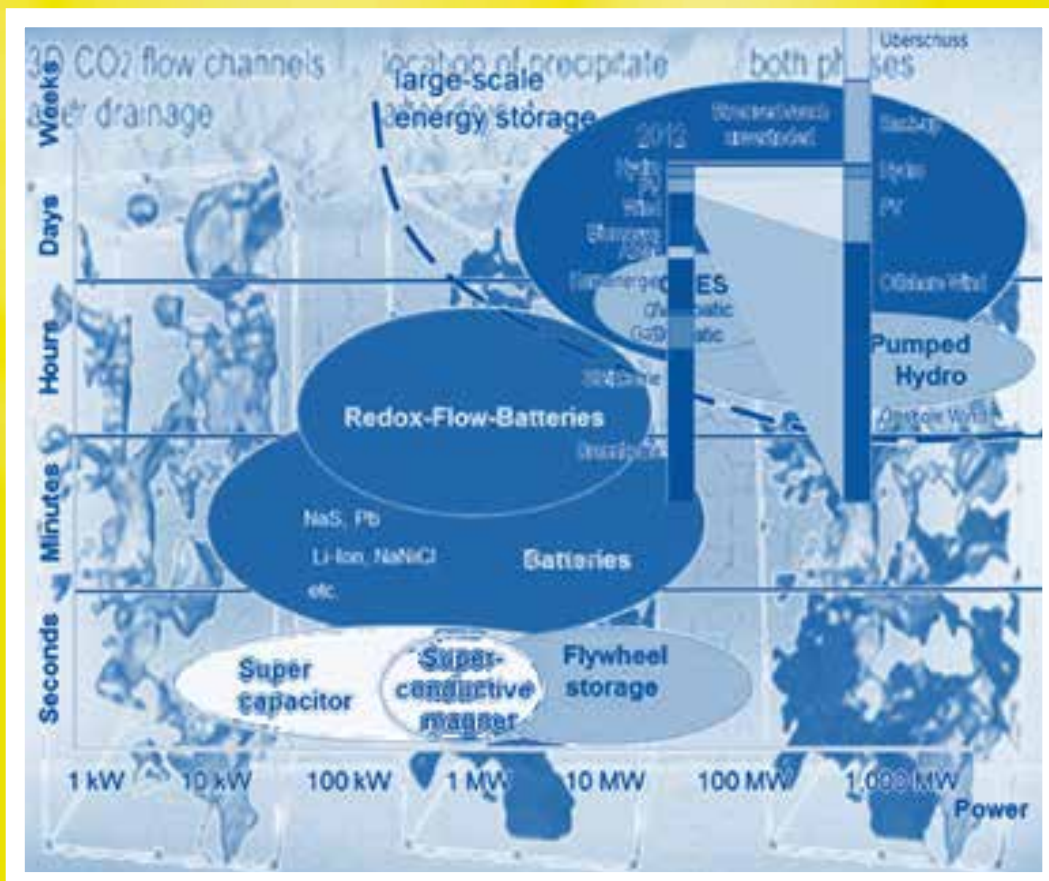
Weitere Informationen zu den hier verwendeten Methoden der ganzheitlichen Bewertung findet man unter: www.externe.info; www.integrated-assessment.eu .

Literatur

- Bickel, P. und R. Friedrich (Hrsg., 2005), Externalities of Energy, Methodology 2005 update, Luxembourg, European Commission, online verfügbar unter: www.externe.info.
- Blesl, M.; Kober, T.; Bruchof, D.; Kuder, R. (2010), Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond, Energy Policy 38 (2010) 6278–6292
- Blesl, M.; Kober, T.; Kuder, R.; Bruchof, D. (2012), Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. In: Climate Policy, Vol. 12 (2012), Issue 3, S. 301-319
- Kahneman, Daniel (2011): Thinking, Fast and Slow. Farrar, Straus and Giroux, ISBN 978-0-374-27563-1
- Kuik, O., L. Brander und R. Tol (2009), »Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis«, Energy Policy 37, 1395–1403, doi:10.1016/j.enpol.2008.11.040.
- Nordhaus (2011): ESTIMATES OF THE SOCIAL COST OF CARBON: BACKGROUND AND RESULTS FROM THE RICE-2011 MODEL; COWLES Foundation Discussion Paper No. 1826, <http://cowles.econ.yale.edu/>
- UBA (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten, Umweltbundesamt, August 2012, online verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/oekonomische-bewertung-von-umweltschaeden-0>

Prof. Dr. Rainer Friedrich und PD Dr. Markus Blesl
Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung
Heßbrühlstrasse 49a
70565 Stuttgart

Exzerpt aus Tagungsband des AKE, DPG-Tagung 2015 Berlin, (ISBN 978-3-9811161-7-5)
home: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2015-AKE_Berlin/Links_DPG2015.htm
Urquelle: <https://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/ake-tagungsband.html>



Energie

Erzeugung - Netze - Nutzung

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2015

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2015 -Berlin:

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2015-AKE_Berlin/Links_DPG2015.htm

Zur Sammlung der Tagungsbände des AKE auf dem DPG - Server:

<https://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/ake-tagungsband.html>

Vorträge auf der Berliner DPG-Tagung (2015)

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

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

Energie

Erzeugung - Netze - Nutzung

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2015

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, September 2015

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

Haupt- und Fachvorträge

Inhaltsverzeichnis / Table of Contents

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

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

Der vorliegende Band versammelt schriftliche Ausarbeitungen von Vorträgen auf der Tagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft des Jahres 2015 in den Räumen der Technischen Universität Berlin. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der meisten Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

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

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