

# Die Energiewende hängt vom Strompreis ab – aber noch fehlt eine robuste Energiestrategie

Brigitte Knopf, Michael Pahle und Ottmar Edenhofer

*Aktuelle Studien zur Energiewende prognostizieren sehr unterschiedliche Strompreisentwicklungen, was größtenteils auf unterschiedliche Grundannahmen zurückzuführen ist. Diese Annahmen beziehen sich einerseits auf politische Handlungsoptionen, wie die Energieeffizienz oder den Ausbau der erneuerbaren Energien, aber auch auf die kaum zu beeinflussenden Entwicklungen der fossilen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, welche die stärksten Wirkungen auf den Strompreis haben. Um trotz dieser Unsicherheiten robuste politische Handlungsoptionen zur Verhinderung extremer Strompreisanstiege entwickeln zu können, bedarf es der Exploration verschiedener Pfade, die auch den „worst case“ abbilden.*

Stark steigende Strompreise könnten eine Diskussion über die Sinnhaftigkeit der Energiewende entfachen. Aber wovon hängt die Entwicklung des Strompreises ab und ist er tatsächlich nur durch die politischen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende getrieben?

## Energiepolitische Szenarien zum Atomausstieg

Eine im letzten Jahr vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) und dem Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagements (IIRM) der Universität Leipzig erstellte Studie [1] hilft, etwas Licht ins Dunkel der Debatte zu bringen. Im Gegensatz zu anderen Studien wurde hier nicht nur ein Szenario, sondern systematisch eine Reihe von Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen untersucht. Das erlaubt eine quantitative Abschätzung der relevanten Einflussgrößen auf die Strompreise. Auf Basis dieser Abschätzungen können dann auch die Ergebnisse anderer Studien besser eingeordnet werden.

Ziel dieser Studie war eine modellbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit anhand der Entwicklung der Strompreise für verschiedene Ausstiegsjahre aus der Kernenergie. Neben dem Ausstiegsszenario 2022, bei dem die Kernkraftwerke durch eine Mischung aus Kohle- und Gaskraftwerken ersetzt wurden, wurde für eines der damals diskutierten Ausstiegsjahre (2020) jeweils ein Szenario mit Ersatz durch Kohle- bzw. Gaskraftwerke berechnet und für letztere Variante eine Reihe von Sensitivitäten exploriert.

Die Ergebnisse zeigen, dass in allen Fällen die Großhandelspreise in den nächsten Jah-



ren zunehmen, da zwischenzeitlich in größerem Umfang teurere Ersatzkapazitäten benötigt werden. Für den beschlossenen Ausstieg 2022 steigen bis zum Jahr 2015 die Großhandelspreise auf 59 €/MWh (+31 % gegenüber 2010) und bis zum Jahr 2020 auf 64 €/MWh an. Durch den starken Zubau der erneuerbaren Energien, der gemäß BMU Leitstudie [2] angenommen wurde, sinken die Strompreise dann längerfristig wieder auf 55 €/MWh im Jahr 2030 ab.

Für die Szenarien „Ausstieg 2020-Gas“ und „Ausstieg 2020-Kohle“ liegen die Strompreise im Jahr 2015 mit dem jetzt beschlossenen Ausstieg gleichauf bei 59 €/MWh, und im Jahr 2020 mit 69 bzw. 68 €/MWh etwas darüber. Der Ersatz der Kernkraftwerke durch Gas- statt durch Kohlekraftwerke wirkt sich

also annähernd gleichwertig auf die Strompreise aus, was in diesem Fall daran liegt, dass bei den angenommenen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen (Preisfad B der Leitstudie) die Stromgestehungskosten für beide Technologien annähernd gleich sind.

## Was beeinflusst den Strompreis am stärksten?

Die Modellergebnisse werden in unterschiedlicher Stärke von den zuvor festgelegten Annahmen bestimmt. Die Analyse von Sensitivitäten ist daher ein notwendiger Schritt, um die Einflussfaktoren hinter der Strompreisentwicklung zu verstehen. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden (a) deutlich ansteigende Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, (b) ein Nichterreichen der Ef-

**Tab.: Mittlere Strompreise (Großhandelspreis) und Sensitivitäten; Angaben in Klammern Veränderung zum Basisszenario „Ausstieg 2020-Gas“**

Szenario	Strompreis 2015 [€/MWh]	Strompreis 2020 [€/MWh]	Strompreis 2025 [€/MWh]
Ausstieg 2022, Ausführung Kohle/Gas	59	64	63
Ausstieg 2020-Kohle, Ausführung Kohle	59	68	60
Ausstieg 2020-Gas, Ausführung Gas	59	69	62
- Hohe Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise		86 (25%)	
- Konstante statt sinkende Stromnachfrage		76 (10%)	
- Weniger dezentrale KWK		72 (4%)	
- Verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien		66 (-4%)	
- Demand-Side-Management		68 (-1%)	

Quelle: [1]

fizienzziele (und ein dadurch bedingter konstanter Stromverbrauch auf heutigem Niveau), (c) ein geringerer Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung, (d) eine Flexibilisierung der Nachfrageseite durch Demand-Side-Management (DSM) und (e) ein um drei Jahre vorgezogener Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet (Tabelle). Die Sensitivitäten wurden auf Basis eines Kernenergieausstiegs im Jahr 2020 bei der Ausführung in Gas für das Jahr 2020 (Szenario Ausstieg 2020-Gas) berechnet.

Den größten Einfluss auf die Spotmarktpreise im Jahr 2020 übt die künftige Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise aus, da die Brennstoffpreise direkt die variablen Kosten des preissetzenden Grenzkraftwerks bestimmen. Die Annahme eines um etwa 25 % erhöhten Preispfades (Preisfad A der

Leitstudie) führt hier zu einer ebenfalls etwa 25-prozentigen Erhöhung des Großhandelspreises von 69 auf 86 €/MWh. Einen großen Einfluss hat weiterhin die Annahme über die Steigerung der Energieeffizienz. Verbleibt der Stromverbrauch entgegen den politischen Zielvorgaben auf dem heutigen Niveau, so steigen die Preise im Großhandel um etwa 10 %. Dagegen kann der Einfluss von (weiteren) Maßnahmen zur Lastverschiebung über DSM die Preise nur minimal senken. Auch ein Rückgang der Kraft-Wärme-Kopplung hat einen relativ geringen Einfluss auf die Preise.

### Vergleich der Strompreise in verschiedenen Studien

Die obigen Ergebnisse lassen vermuten, dass sich auch im Vergleich verschiedener

Studien aufgrund unterschiedlicher Annahmen ein sehr uneinheitliches Bild hinsichtlich der Entwicklung künftiger Preise ergibt. Um dies genauer zu untersuchen, wurden die folgenden Studien zum Vergleich herangezogen: enervis energy advisors [3], Prognos/EWI/GWS [4], IER/RWI/ZEW [5] und r2b energy consulting/EEFA [6].

Mit Ausnahme von r2b/EEFA wurden diese Studien bereits im Jahresgutachten 2011 des Sachverständigenrats verglichen, das feststellt, dass „trotz der Unterschiede in den Annahmen über relevante Variablen, den exakten Ausstiegspfad und den verwendeten Methoden [...] die Studien bezüglich der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die Großhandelspreise für Strom und das Bruttoinlandsprodukt zu ähnlichen Ergebnissen [kommen]“ [7]. Sieht man sich allerdings nicht die Differenz zur Laufzeitverlängerung sondern die Prognosen für den beschlossenen Ausstieg 2022 in absoluten Zahlen an (Abb. 1), so stellt man fest, dass zum Teil erhebliche Abweichungen bestehen. Die Differenzen betragen über die Jahre hinweg bis zu rd. 45 €/MWh, sie haben damit den gleichen Wert wie der durchschnittliche Börsenpreis im Jahr 2010 selbst.

Im detaillierten Vergleich der Studien werden zwei wesentliche Unterschiede sichtbar. Erstens, die Entwicklung der Strompreise von 2015 bis 2030 folgt zwei möglichen Mustern. Entweder steigen die Preise sowohl kurzfristig als auch langfristig an (enervis, Prognos/EWI/GWS, r2b/EEFA),

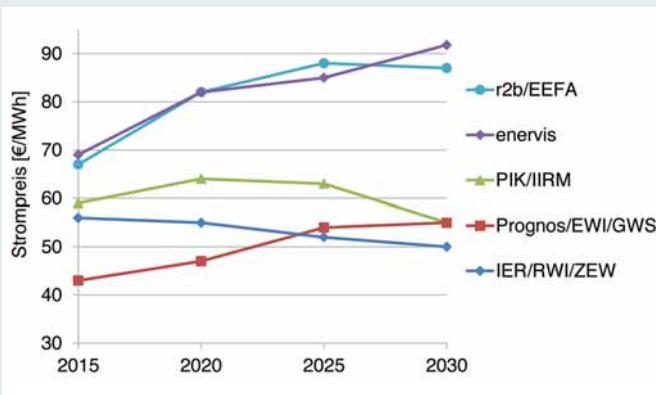


Abb. 1 Strompreis (Großhandelspreis) in den verschiedenen Studien [9]

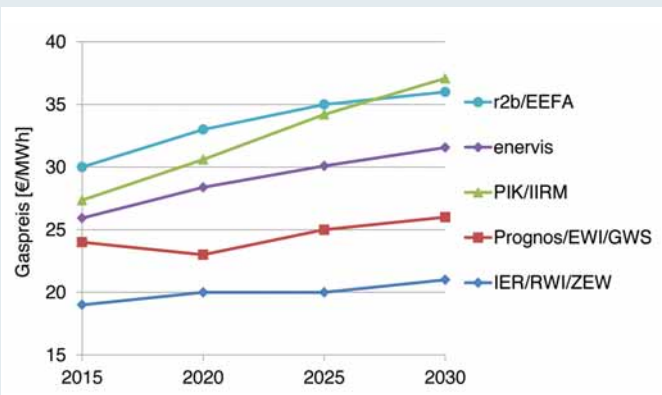


Abb. 2 Gaspreis in den verschiedenen Studien [9]

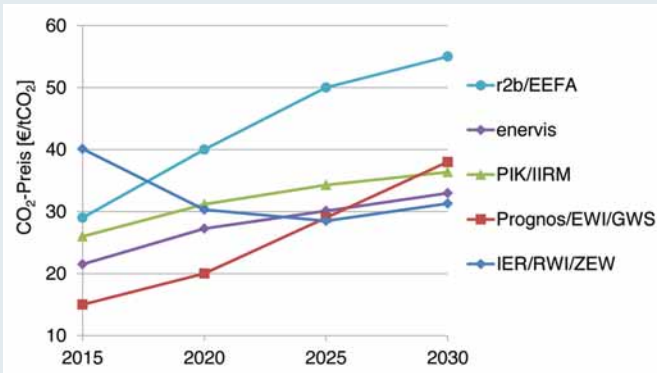


Abb. 3 CO<sub>2</sub>-Preis in den verschiedenen Studien [9]

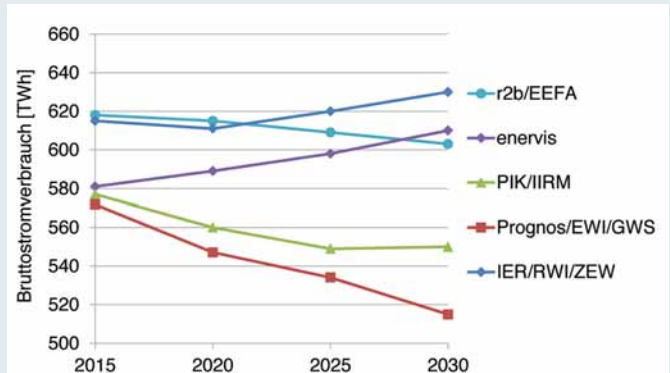


Abb. 4 Stromverbrauch in den verschiedenen Studien [9]

was für zwei der Studien schon im Detail analysiert wurde [8], oder sie sinken ebenso kontinuierlich direkt ab dem Jahr 2015 (IER/RWI/ZEW) bzw. nach einem kurzzeitigen Anstieg ab dem Jahr 2020 (PIK/IIRM).

Das Absinken der Preise in den letzten beiden Fällen überrascht zunächst, weil ganz allgemein mit dem vorzeitigen Atomausstieg eine Erhöhung der Preise aufgrund kostenintensiverer Ersatzoptionen verbunden wird. Warum dies nicht notwendigerweise der Fall sein muss, kann ein genauerer Blick auf Einflussgrößen der Preise im Folgenden klären.

Überraschend ist weiterhin der sehr starke Preisanstieg in den beiden „teuersten“ Szenarien (enervis und r2b/EEFA) – selbst unter der Berücksichtigung, dass bei enervis ein etwas früherer Ausstieg im Jahr 2020 betrachtet wird. Da Kernkraftwerke selbst in den seltensten Fällen preissetzend sind und durch den anstehenden Zubau von zusätzlichen Erneuerbaren und fossilen Ersatzkapazitäten sowie Effizienzsteigerungen die „Kernenergielücke“ zum großen Teil gefüllt werden kann, erscheint der Preisanstieg verhältnismäßig groß. Auch hier ist ein Blick auf die Einflussgrößen aufschlussreich.

Neben den Unterschieden in der langfristigen Entwicklung ist ein weiterer zentraler Unterschied, dass bereits die Prognosen für die unmittelbare Zukunft (2015) sehr starke Differenzen aufweisen. Die Spanne zwischen niedrigstem (43 €/MWh in der

Prognos/EWI/GWS-Studie) und höchstem Wert (69 €/MWh in der enervis-Studie) beträgt 26 €/MWh und somit fast 60 % des Preises von 2010, und steigt im Zeitverlauf sogar bis 37 €/MWh an. Zum Vergleich: Über die Studien hinweg beträgt die Auswirkung des jetzt beschlossenen Atomausstiegs im Vergleich zu einer Laufzeitverlängerung dagegen nur maximal 7 €/MWh im Jahr 2015 [7]. Dieser Befund zeigt deutlich, dass bereits gegenwärtig große Unsicherheiten bestehen, die auch kurzfristig einen erheblichen Einfluss auf die Preise haben könnten.

Die Suche nach den Ursachen für die beiden oben beschriebenen Unterschiede erfordert einen Blick auf die Einflussgrößen für Strompreise. Es ist bekannt, dass vor allem der Gas- und CO<sub>2</sub>-Preis zentrale Determinanten des Strompreises sind. Abb. 2 und Abb. 3 zeigen die in den Studien unterstellten Annahmen über die zukünftige Entwicklung dieser beiden Faktoren.

Die Gaspreise steigen überall im Wesentlichen leicht an; im Zeitverlauf von 2015 bis 2030 maximal um 10 €/MWh. Die Spannweite der Studien im ersten Stützjahr (2015) ist allerdings mit 11 €/MWh sogar noch leicht höher. Verglichen mit dem tatsächlichen Gaspreis im Jahr 2010 von 20,6 €/MWh bedeutet dies eine Schwankung von rd. 50 % des Ausgangswertes innerhalb der ersten fünf Jahre. Vom Umfang her entspricht das den Differenzen der Strompreise, die in einer ähnlichen Größenordnung relativ zu 2010 variieren.

Daher ist davon auszugehen, dass die unterschiedlichen Gaspreise wie vermutet einen wesentlichen erklärenden Faktor darstellen.

Ähnlich verhält es sich mit dem CO<sub>2</sub>-Preis: Zwar zeigen die Preise noch größere Schwankungen als der Gaspreis (rd. 170 % im Jahr 2015), aber aufgrund der relativ niedrigen Emissionsintensität moderner Gaskraftwerke wirken sich diese Schwankungen auf der Kostenseite weniger stark aus. Dennoch ist auch der Unterschied bei den Annahmen über die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preis ein erklärender Faktor.

Die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs – und damit implizit auch die Annahme über die Energieeffizienz – unterscheidet sich ebenfalls erheblich zwischen den Studien (siehe Abb. 4). Während in drei Studien der Stromverbrauch langfristig sinkt, steigt er in den zwei anderen an.

Wie die obigen Sensitivitätsanalysen gezeigt haben, kann die Annahme eines im Jahr 2030 um etwa 7 % höheren Stromverbrauchs einen Strompreisanstieg um 10 % bedingen. Der sinkende Stromverbrauch bei PIK/IIRM und vor allem bei Prognos/EWI/GWS kann hier zum Teil den eher niedrigen Strompreis erklären. Andererseits ist der starke Anstieg des Stromverbrauchs bei enervis neben dem zwei Jahre früheren Atomausstieg eine weitere Erklärung für den hohen Strompreis in dieser Studie. Auch für das Jahr 2015 zeigen die Studien erhebliche Unterschiede, da der

seit 2008 bedingt durch die Wirtschaftskrise zurückgehende Stromverbrauch in den Studien unterschiedlich berücksichtigt wurde.

Der Verlauf der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeigt im Gegensatz zum Gas- und CO<sub>2</sub>-Preis und dem künftigen Stromverbrauch dagegen ein recht einheitliches Bild, nämlich einen Anstieg zwischen 80 und 120 TWh zwischen 2015 und 2030, bei Ausgangswerten zwischen 130 und 165 TWh für 2015. Allein bei PIK/IIRM wird mit dem Ausbaupfad der Leitstudie, der einen Anstieg von fast 200 TWh aufweist [2], ein wesentlich ambitionierterer Zubau angenommen als in den anderen Studien. Diese Annahme ist maßgeblich für den sinkenden Strompreis ab 2020 in dieser Studie.

## Konsequenzen für die Energiewende

Der Erfolg der Energiewende wird auch davon abhängen, dass der Anstieg der Strompreise begrenzt werden kann, was sowohl für die Industrie als auch für Endverbraucher wichtig ist. Die Sensitivitätsanalysen haben aber gezeigt, dass nicht der Atomausstieg oder der Ausbau der erneuerbaren Energien die entscheidenden Faktoren für die zukünftige Entwicklung der Strompreise sind. Für die deutsche Energiepolitik sind stattdessen exogene Einflussfaktoren die maßgeblichen Bestimmungsgründe der Strompreisentwicklung – vor allem der Gas- und CO<sub>2</sub>-Preis.

Aber gerade in Hinblick auf diese Determinanten unterscheiden sich die verschiedenen Studien sehr stark. Daher kommen sie auch zu einer großen Bandbreite von zukünftigen Entwicklungen der Strompreise, so dass hier zunächst keine Schlussfolgerung über den künftigen Strompreis gezogen werden kann.

## Die Risiken der Energiewende sind unverstanden

Was folgt daraus für die deutsche Energiepolitik? Zum einen brauchen wir ein besseres Verständnis dafür, warum die Modelle zu solch unterschiedlichen Ergebnissen kommen; erste Indikatoren konnten hier geliefert werden. Benötigt wird aber ein

systematischer Modellvergleich, bei dem die Modelle auf die gleichen Rahmenbedingungen geeicht werden. Nur so kann festgestellt werden, ob die Strompreise der Modelle konvergieren, wenn von gleichen Annahmen ausgegangen wird, oder ob es zusätzlich systematische Unterschiede durch verschiedene Modellierungsansätze gibt. Daran müssten nicht nur Wissenschaftler ein Interesse haben, sondern auch politische Entscheidungsträger, die sich bei ihren Entscheidungen auf Ergebnisse dieser Modelle berufen.

Zum anderen ist deutlich geworden, dass es Einflussfaktoren auf den Strompreis gibt, die politisch kaum veränderbar sind. Von daher sollten politische Handlungsoptionen identifiziert werden, die robust sind gegenüber Eventualitäten, wie z. B. einem unerwarteten Anstieg des Gaspreises. Dies kann nur geschehen, indem mehrere Szenarien exploriert werden, die die gesamte Spannbreite abdecken: d. h. ein Szenario mit „worst case“-Annahmen, das hohe Strompreise erwarten lässt, ein mittleres Szenario und ein optimistisches Szenario.

Robuste politische Maßnahmen würden sich dadurch auszeichnen, dass sie unter allen drei Annahmen den Strompreis im Rahmen halten können. So wäre zu prüfen, in welchem Umfang die Energieeffizienz erhöht werden kann, wenn der Gaspreis stärker als erwartet ansteigt.

Ein solcher Modellvergleich könnte nicht nur helfen, die Risiken der Energiewende besser zu verstehen, er könnte auch die Diskussion über die notwendigen Maßnahmen in Gang setzen. Ein Modellvergleich in Kombination mit der Exploration verschiedener Pfade, die auch den „worst case“ abdecken, würde die Entscheidungsträger nicht vor Überraschungen schützen, aber sie wären auf diese besser vorbereitet.

## Anmerkungen

[1] Knopf, B.; Kondziella, H.; Pahle, M.; Götz, M.; Bruckner, T.; Edenhofer, O.: Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) und Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) an der Universität Leipzig (IIRM), WISO Diskurs, Bonn 2011.

[2] BMU: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010. Berlin 2010.

[3] enervis energy advisors: Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung. Berlin 2011.

[4] Prognos/EWI/GWS: Energieszenarien 2011. Basel, Köln, Osnabrück 2011.

[5] IER/RWI/ZEW: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009). Berlin 2010.

[6] r2b energy consulting/EEFA: Ökonomische Auswirkung einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke. Köln/Münster 2010.

[7] Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung: Verantwortung für Europa wahrnehmen, Jahresgutachten 2011/2012. Wiesbaden 2011.

[8] Schlesinger, M.; Wunsch, M.: Steigende Strompreise für die Industrie unvermeidbar. In: „et“, 61 Jg. (Heft 12) 2011.

[9] Eigene Darstellung und Berechnung. Referenzen zu den Studien von PIK/IIRM (siehe Fn. [1]), enervis, Prognos/EWI/GWS, IER/RWI/ZEW und r2b/EEFA (siehe Fn. [3-6]), bei enervis teilweise ergänzende mündliche Angaben. Die Autoren bedanken sich bei Hr. Herrmann von enervis auch für weitere hilfreiche Kommentare. Die Preise in den Studien beziehen sich auf unterschiedliche Basisjahre (enervis: 2009; Prognos/EWI/GWS: 2008; IER/RWI/ZEW: 2007; PIK/IIRM: 2007; r2b/EEFA: 2009). Bei enervis und IER/RWI/ZEW ist der Nettostromverbrauch ohne den Eigenverbrauch der Kraftwerke angegeben. Bei enervis [3] wird ein Kernenergieausstieg im Jahr 2020 berechnet.

*Dr. B. Knopf, Leiterin Energiestrategien Europa und Deutschland, Dr. M. Pahle, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam; Prof. Dr. O. Edenhofer, Leiter des Forschungsbereichs Nachhaltige Lösungsstrategien, PIK, designierter Direktor, Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC), Berlin*  
knopf@pik-potsdam.de

## „Power-to-Gas“ – Speicheroption für die Zukunft?

*Die Integration von Strom aus Wind und Photovoltaik in das bestehende Stromnetz stößt absehbar an Grenzen. Energiespeicher in großem Umfang sind gefragt. Unter dem Begriff „Power-to-Gas“ hat das IWES Kassel eine Konzeption entwickelt, bei der überschüssiger Strom in Wasserstoff oder Methan umgewandelt werden soll. Große Mengen Energie könnten so über lange Zeiträume durch Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur gespeichert werden. – Eine bestechende Idee, die von Vertretern der Erneuerbare-Energien-Branche und der Gaswirtschaft mit großen Erwartungen verknüpft wird. Doch bislang gibt es wenige Abschätzungen, die über eine qualitative Beschreibung der Technik und ihrer Möglichkeiten hinausgehen. Wie weit ist „Power-to-Gas“ von der Marktreife entfernt, wie verhält es bei Leistungsfähigkeit und Wirkungsgraden? Und: Wie ist es um die Wirtschaftlichkeit bestellt? Mit diesen Fragen konfrontierte „et“ Prof. Dr. Jürgen Schmid, Leiter des IWES Kassel.*

**„et“:** Die Überschüsse an Wind- und Solarstrom werden in Zukunft im Bereich von Milliarden kWh liegen. Um welche Mengen genau geht es Ihrer Einschätzung nach in den kommenden Jahrzehnten?

**Schmid:** Die Überschüsse liegen heute schon in diesem Bereich. Im vergangenen Jahr mussten wir etwa 150 GWh elektrisch abregeln, weil sie von den Netzen nicht aufgenommen werden konnten. Dabei handelte es sich hauptsächlich um Windstrom. Das hört sich nach sehr viel an, entspricht aber weniger als einem Tausendstel des Stromverbrauchs in Deutschland, also etwa dem Jahresverbrauch von 43 000 Haushalten. Solch geringe Überschüsse zu verwenden, rentiert sich nicht. Energiewirtschaftlich relevant werden sie nach verschiedenen Szenarien, die wir durchgerechnet haben, etwa ab 2030, wenn 1 TWh anfallen wird. 2050 dürften die Überschussstrommengen dann ungefähr bei 12 TWh liegen.

**„et“:** Es bleibt also noch etwas Zeit, um Speichertechnologien wie „Power-to-Gas“ zu implementieren?

**Schmid:** Ja, allerdings haben wir unsere Rechnungen unter der Voraussetzung gemacht, dass die elektrischen Netze so ausgebaut werden wie geplant. Ist das nicht der Fall, treten relevante Überschüsse oder Staus natürlich sehr viel früher auf. Bei völlig regulärem Betrieb haben wir noch knapp 20 Jahre Zeit, bis wir das „Power-to-Gas“-Verfahren großtechnisch einsetzen müssen. Das bedeutet aber keineswegs, dass es nicht jetzt schon sehr interessante Anwendungen gibt.

**„et“:** In welchen Bereichen zum Beispiel?

**Schmid:** Bei Biogasanlagen. Ein neues Gesetz honoriert die bedarfsgerechte Einspeisung von Biogasstrom mit einem Bonus und da lohnt es sich für einen Betreiber bereits heute, seine Anlage umzustellen. Für eine Kombination mit dem „Power-to-Gas“-Verfahren muss er nur einen grö-

ßeren Biogasspeicher bauen, damit er auch dann Biogas sammeln kann, wenn er keinen Strom ins Netz einspeisen will. Und er muss die Leistung seines Generators in etwa verdoppeln, wie erste Abschätzungen ergeben haben. Ist Überschussstrom im Netz, kann der Betreiber Energie beziehen, das im Biogas steckende CO<sub>2</sub> in Methan umwandeln und daraus bei Bedarf wieder Strom erzeugen.

**„et“:** Das Angebot an erneuerbarer Energie unterliegt heftigen Schwankungen, die vor allem durch Lastmanagement etwas abgeschwächt werden sollen. Dennoch fallen Stromüberschüsse nicht gleichmäßig an. Mit welchen Ausschlägen rechnen Sie?

**Schmid:** Auch das haben wir durchsimuliert. 2020 sind es 30 GW Überschüsse an Leistung. Die gehen 2030 hoch auf 50 GW, 2040 etwa auf 63 und 2050 auf 73 GW, was beinahe der erforderlichen Maximalleistung im Winter entspricht. Diese Werte betreffen den Stundenbereich. Für den Tagesausgleich liegen sie etwa halb so hoch, pro Monat nochmals um die Hälfte niedriger.

### Speicherbedarf, Anlagenstruktur und Investitionskosten

**„et“:** Wie viele kWh<sub>el</sub> müssten in Deutschland überhaupt insgesamt gespeichert, bzw. über synthetisches Methan (SNG) gespeichert werden?

*„Im vergangenen Jahr mussten wir etwa 150 GWh elektrisch abregeln, weil sie von den Netzen nicht aufgenommen werden konnten. Dabei handelte es sich hauptsächlich um Windstrom. Das hört sich nach sehr viel an, entspricht aber weniger als einem Tausendstel des Stromverbrauchs in Deutschland, also etwa dem Jahresverbrauch von 43 000 Haushalten. Solch geringe Überschüsse zu verwenden, rentiert sich nicht. Energiewirtschaftlich relevant werden sie nach verschiedenen Szenarien, die wir durchgerechnet haben, etwa ab 2030, wenn 1 TWh anfallen wird. 2050 dürften die Überschussstrommengen dann ungefähr bei 12 TWh liegen.“*

Prof. Dr. Jürgen Schmid, IWES Kassel

**Schmid:** Wenn wir beim Endausbau des Netzes 100 % erneuerbare Energien einsetzen, sind etwa 40 TWh langzeitzuspeichern, etwa 8 % des gesamten Verbrauchs. Das ist mit keiner der üblichen Methoden allein zu schaffen, auch nicht mit Pumpspeichern, denn deren Kapazität in Deutschland beträgt lediglich 0,04 TWh.

**„et“:** Gibt es denn genügend CO<sub>2</sub>, um die Methanisierung durchzuführen?

**Schmid:** Dazu würde selbst das CO<sub>2</sub> aus den Biogasanlagen oder aus der Zementherstellung reichen. Bei der Stahlerzeugung in Deutschland fallen sogar 30 Mio. t CO<sub>2</sub> an, womit man 270 TWh speichern könnte. Sie sehen: An CO<sub>2</sub> herrscht kein Mangel. Man könnte es zur Not auch aus der Atmosphäre entnehmen, allerdings auf Kosten eines schlechten Wirkungsgrads.

**„et“:** Setzen Sie auf große SNG-Anlagen oder auf eine dezentrale Struktur?

**Schmid:** Großanlagen im Multimegawattbereich sind sehr attraktiv und wahrscheinlich auch die preiswerteste Methode, weil man sie in den Netzknoten installieren kann, wo die entsprechenden Leistungen abgerufen werden können. Ich sehe aber auch die Anwendung in der dezentralen Struktur. Das genannte Beispiel der Biogasanlagen ist meiner Meinung nach zunächst die attraktivste



*„Den Beschluss der Bundesregierung, die erneuerbaren Energien zur tragenden Säule unserer zukünftigen Energieversorgung zu machen, empfinde ich auch als Wissenschaftler als großartige Leistung. Das hat bisher noch keine Regierung so klar formuliert. Die Erneuerbaren werden prächtig schnell ausgebaut, die Photovoltaik fast zu schnell, und offshore gehen die ersten Windparks ans Netz. Doch bis jetzt ist nicht abzusehen, dass es synchron dazu mit dem Netzausbau vorangeht. Das bereitet mir Sorge und wird die Herausforderung der nächsten Jahre sein.“*

Prof. Dr. Jürgen Schmid, IWES Kassel

Anwendung, weil das ohnehin anfallende CO<sub>2</sub> nützlich eingesetzt wird und eine solche SNG-Anlage hilft, Lastschwankungen dezentral auszugleichen.

**„et“:** Zu welchen Investitionskosten wäre das machbar?

**Schmid:** Eine Größenordnung wäre in etwa 1 000 € pro kW, also 1 Mio. € pro MW Anlagenleistung. Belastbare Daten haben wir dazu allerdings noch wenige. Aber das gilt auch für zentrale Großanlagen, denn es gibt serienmäßig noch keine Elektrolyseure, die deutlich über 1 MW Leistung bringen. Durch die lokale Positionierung der SNG-Anlagen spart man sich zudem die Infrastruktur für den CO<sub>2</sub>-Transport, und zwar bei großen wie bei kleinen Anlagen. Wir sind an einem Projekt mit Audi mitbeteiligt, bei dem eine 6-MW-Anlage direkt an einer Biogasanlage steht.

**„et“:** Offshore-Windparks sollen in Zukunft einen großen Teil der erneuerbaren Stromproduktion übernehmen. Müssen dann die SNG-Anlagen nicht auch auf diesen Plattformen stehen, damit der Wirkungsgradverlust minimiert wird?

**Schmid:** Diese Entwicklung zeichnet sich ab. In jüngster Zeit beobachten wir generell einen Trend zu offshore in immer größeren Wassertiefen. Auch bei den konventionellen Rohstoffen wie Öl und Gas. Dieser Trend betrifft genauso Wind-, Strömungs- und Wellenkraftwerke. Wir selbst sind bei drei Projekten für Windmühlenplattformen engagiert. Viele Länder haben steile Küsten mit großen Wassertiefen, deshalb wird diese Technik sicher kommen. Erst kürzlich haben wir auch die Potenziale zur Produktion von Biomasse diskutiert.

**„et“:** Biomassenutzung auf dem Meer?

**Schmid:** Ja, denn Biomasseproduktion an Land in Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion wird ja immer kritischer. Es gibt längst Algenzucht mittels schwimmender Plattformen, also kann man diese Form der Biomassegewinnung auch mit Windstromerzeugung kombinieren. „Power-to-Gas“-Anlagen auf schwimmenden Platt-

formen sind zwar noch Zukunftsmusik, aber die Idee zeigt, dass unsere Möglichkeiten noch lange nicht ausgeschöpft sind.

## Wirkungsgrade

**„et“:** Wie ist es um die Wirkungsgrade der SNG-Technologie bestellt?

**Schmid:** Erzeugt man aus Strom Wasserstoff ohne zusätzliche Kompression, liegt der Wirkungsgrad zwischen 65 % und 77 %, also bei rund 80 %, je nach Effizienz der Anlage. Schaltet man die Methanisierung nach, fällt die Effizienz auf 51 % bis 65 %. Bei Kompression auf 200 Bar liegen die Werte für Wasserstoff aus Strom bei 54 % bis 72 %, mit der Methanisierung bei 50 % bis 64 %. Im Teillastbetrieb hat man übrigens einen eher besseren Wirkungsgrad, weil die Strombelastung an den Oberflächen der Elektrolyseure sinkt.

**„et“:** Sind das Ihrer Meinung nach gute Werte?

**Schmid:** Geht man die ganze Prozesskette durch, bei der am Ende wieder Strom erzeugt wird, landet man bei einem Wirkungsgrad von etwa 36 %. Diese Zahl wird meist genannt und hört sich schlecht an. Tatsächlich ist sie aus Sicht des gesamten elektrischen Energiesystems völlig harmlos, da nur die 8 % der Energie betroffen sind, die langzeitgespeichert werden müssen. Zudem geht es weit besser. Sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Methanherzeugung fällt Wärme an, die man als Abwärme bezeichnen kann. Nutzt man diese jedoch wie bei der Kraft-Wärme-Kopplung in der Stromerzeugung, erhält man einen Gesamtnutzungsgrad von 70 % bis 75 %, und das ist kaum schlechter als bei einem Pumpspeicher.

**„et“:** Was bedeuten diese Prozesswirkungsgrade von SNG-Anlagen für die Stabilisierung der Stromnetze?

**Schmid:** Wenn man eine Kilowattstunde elektrisch wieder einspeisen möchte, muss man vorher drei produziert haben. Aber die benötig-

te Menge beschränkt sich auf 8 % der gesamten Energie. Um die deutschen Netze stabil zu halten, müsste deshalb etwa ein Viertel mehr Strom produziert werden als verbraucht wird.

## Andere Speicher- und Flexibilitätsoptionen

**„et“:** Demnach kann die SNG-Technologie allein nicht das Stromspeicherproblem lösen?

**Schmid:** Es würde es lösen können, aber es ist nicht die eleganteste Methode. Deshalb sind alle Alternativen zu berücksichtigen und es braucht diverse Maßnahmen. Um die Schwankungen zu meistern, müssen wir europaweit die Netze verstärken, damit wir einen gewissen Ausgleich in Bezug auf die Lasten wie auf die Quellen bekommen. Ausbauraten in allen EU-Ländern beispielsweise bei der Windenergie würden Schwankungen bereits abschwächen, denn irgendwo in Europa weht immer Wind. Die zweite Maßnahme betrifft das Lastmanagement.

**„et“:** Was verstehen Sie darunter?

**Schmid:** Intelligente Netze, in denen die Lasten erstmalig die Information über die Netzbelastung bekommen können und sozusagen über die Marktpreise motiviert werden Strom abzunehmen, wenn er zur Verfügung steht und billig ist, und nicht, wenn er knapp und teuer ist. Zeitvariable Tarife werden helfen, Schwankungen zu verringern. Hilfreich wird auch die internationale Anbindung an Pumpspeicherkraftwerke sein, die in einigen Ländern kräftig ausgebaut werden. Und wenn wir davon ausgehen, dass wir im Mobilitätssektor nicht nur Wasserstoff oder Methan verwenden, sondern auch elektrisch fahren, können wir mit Batterien, die bei Überschüssen aufgeladen werden, einen weiteren Ausgleich erreichen. Die Strommenge, die dann übrigbleibt, speichern wir mit SNG.

**„et“:** Großen GuD-Anlagen mit hohen Wirkungsgraden fehlt es an der nötigen Flexibilität, zahlreiche Kaltstarts und rasante Lastwechsel zu meistern. Einfache Gasturbinen, die diese Flexibilität bieten und robust sind, könnten zu überschaubaren Investitionskosten gebaut werden. Müsste man nicht realistischerweise auch mit deren Wirkungsgraden um die 30 % rechnen?

**Schmid:** Ja, es fehlt an Flexibilität. Weil man bei Gasturbinen die Abwärme in der Regel nicht nutzt, ist meine Empfehlung, die Kraft-Wärme-

Kopplung stromgeführt und in Kombination mit elektrischen intelligenten Netzen zu realisieren, wie wir sie in Zukunft haben werden. Dann könnte man die gesamten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder auch Blockheizkraftwerke so steuern, dass sie die Lücken ausfüllen, die im Stromnetz entstehen. Allerdings müssen sie dann mit einem Wärmespeicher versehen werden, damit man eine Entkopplung der Strom- und der Wärmelast hat. Das funktioniert in Dänemark schon sehr gut.

„et“: Müsste dazu ganz Deutschland neu damit ausgerüstet werden?

Schmid: Nein. Wir haben in Deutschland bereits Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer Leistung von 20 GW. Würden wir diese Leistung etwas mehr als verdoppeln, könnten wir damit

alle Residuallasten abdecken. Diese Verdoppelung stand ja schon einmal auf der Agenda einer früheren Bundesregierung. Die installierte Leistung beträgt 20 %, der energetische Beitrag jedoch nur 12 %, weil sie weniger häufig laufen als die großen Kraftwerke.

Natürlich wird die Realisierung im Detail immer kompliziert bleiben, aber wenn man das große Bild im Hinterkopf hat, versteht man auch, dass es machbar ist. Andererseits ist man nicht von der Entwicklungszeit neuer Technologien abhängig, wir brauchen also keine brandneuen Technologien, sondern haben alles Nötige zur Verfügung. Das ist eine sehr wichtige Botschaft.

„et“: Zum Schluss eine generelle Frage: Wie nehmen Sie als Ingenieur die heutige Energiewende wahr?

Schmid: Den Beschluss der Bundesregierung, die erneuerbaren Energien zur tragenden Säule unserer zukünftigen Energieversorgung zu machen, empfinde ich auch als Wissenschaftler als großartige Leistung. Das hat bisher noch keine Regierung so klar formuliert. Die Erneuerbaren werden prächtig schnell ausgebaut, die Photovoltaik fast zu schnell, und offshore gehen die ersten Windparks ans Netz. Doch bis jetzt ist nicht abzusehen, dass es synchron dazu mit dem Netzausbau vorangeht. Das bereitet mir Sorge und wird die Herausforderung der nächsten Jahre sein.

„et“: Herr Prof. Schmid, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte André Behr, Wissenschaftsjournalist, Zürich

Düsseldorfer Schriften zum Energie und Kartellrecht, Band 15

# Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft

Prof. Dr. Ulrich Büdenbender



ISBN: 978-3-942370-33-2  
96 Seiten  
Preis: 19,- €

Seit einigen Jahren besteht eine Kontroverse zwischen den Regulierungsbehörden, insbesondere der Bundesnetzagentur, und dem Bundeswirtschaftsministerium auf der einen Seite und den Netzbetreibern in der Elektrizitätswirtschaft wie in der Gaswirtschaft auf der anderen Seite, ob die Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eine angemessene Eigenkapitalverzinsung ermöglichen. Die vielfältigen Anforderungen der ARegV zur Bemessung der normativ anerkannten Eigenkapitalbasis führen zu erheblichen Unterschieden zwischen der tatsächlichen und der rechtlich für die Ermittlung der Verzinsung maßgeblichen Eigenkapitalbindung. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass sich die normativen Vorhaben der ARegV für die Fixierung der Eigenkapitalbasis in leistungsorientierte und in rechtstrukturelle Elemente unterscheiden lassen, die für alle Netzbetreiber unabhängig von ihrer Unternehmensqualität gelten. Die vorgelegte Analyse geht den aufgeworfenen Problemen unter Berücksichtigung von hierzu vorgelegten wirtschaftswissenschaftlichen Analysen nach. Welche ökonomischen Auswirkungen die ARegV für die Eigenkapitalverzinsung hat, kann in erster Linie der Ökonom und nicht der Jurist beurteilen. Aufgabe der Rechtswissenschaften ist die Beantwortung der Frage, wie die wirtschaftswissenschaftlich ermittelten Ergebnisse juristisch zu bewerten sind, insbesondere ob sie den energie- und verfassungsrechtlichen Anforderungen sowie Grenzen entsprechen, die für eine staatliche Steuerung der Netzentgelte über Erlösobergrenzen gelten.

**Bestellschrift:**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_


\_\_\_\_\_

Bitte liefern Sie \_\_ Exemplare

**Düsseldorfer Schriften Band 15**

je 19,- € (+ Porto) • ISBN: 978-3-942370-33-2

**Faxen oder per Post an:**

etv  etv Energiewirtschaft und Technik  
Verlagsgesellschaft mbH  
Postfach 18 53 54  
D - 45203 Essen, Fax 0 20 54/95 32-60

# Die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien

Fritz Vahrenholt und Holger Gassner

*Der Klimaschutz ist zu einem der Hauptargumente für den Ausbau der erneuerbaren Energien geworden, wobei die Beschlüsse zur Energiewende die Dynamik dieser Entwicklung noch einmal vervielfacht haben. Durch die hervorgehobene Stellung des Klimaschutzes in der öffentlichen Debatte werden aber weitere und ebenfalls wichtige Aspekte des Erneuerbaren-Ausbaus vernachlässigt. Um welche Aspekte es sich dabei handelt und warum der Klimaschutz nicht das allein seligmachende Argument für den Ausbau regenerativer Energien sein kann, zeigt die vorliegende Analyse.*

In Deutschland kann man seit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 1991 auf über 20 Jahre Förderung der erneuerbaren Energien zurückblicken. In erster Linie hat sie zu einem dynamischen Aufbau von Erzeugungskapazitäten im Bereich der Windenergie und der Photovoltaik geführt. Ende 2011 waren rd. 29 000 MW Windkraft und 25 000 MW Photovoltaik an das deutsche Stromnetz angeschlossen und konnten mit Vorrang ihre Produktion nachfrageunabhängig einspeisen. Dieser Einspeisevorrang gleicht den sonst vorhandenen Wettbewerbsnachteil der volatilen Erzeugung im bestehenden Strommarkt aus. Es liegt auf der Hand, dass die Wettbewerbsfähigkeit nach unterschiedlichen Kriterien bewertet werden kann.

## Überblick

Der vorliegende Artikel befasst sich mit den Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Formen der Energiebereitstellung im Energiemarkt. Dazu stellt der Text zunächst den technischen und wettbewerblichen Status quo verschiedener regenerativer Erzeugungsformen vor, um dann auf die Wirkungen der volatilen Erzeugung aus Erneuerbaren auf den konventionellen Kraftwerkspark und die Netzinfrastruktur einzugehen. Abschließend wird auf den Klimaschutz als Argument für den Ausbau der erneuerbaren Energien eingegangen und schließlich der Schluss gezogen, dass die Klima- in die Energiepolitik integriert werden müsse, um die Aspekte Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz einheitlich zu behandeln.



Neben der technologischen Weiterentwicklung und Reife der erneuerbaren Energien wird die Wettbewerbsfähigkeit sowie die Marktintegration immer als zentrales Ziel ihrer Förderung angeführt. Sicherlich sind die Erzeugungskosten beim Faktor Wettbewerbsfähigkeit eine ganz entscheidende Größe, aber diese allein ist noch nicht aussagekräftig genug. Auch bei den bisher das Energiesystem tragenden konventionellen Energieträgern gibt es eine Bandbreite von Erzeugungskosten. Die einzelnen Erzeugungseinheiten werden entsprechend ihrer Grenzkosten dann entlang der Merit Order eingesetzt. Erst der Mix aus günstigen grundlastfähigen und teureren Technologien zum Ausgleich von Bedarfsspitzen hat zu einer gesicherten Stromversorgung mit international wettbewerbsfähigen Preisen geführt.

Der im Wesentlichen durch den Klimaschutz begründete Ausbau der erneuerbaren Energien verändert diese Struktur nun erheblich, weshalb die Frage nach der Wettbewerbsfähigkeit keineswegs einfach und wahrscheinlich auch nicht eindeutig zu beantworten ist, da gleichzeitig auch immer die Frage nach dem Gesamtsystem beantwortet werden muss. So steht im Falle der Wind- und Solarenergie dem Vorteil von nicht vorhandenen Brennstoffkosten der Nachteil der fehlenden Planbarkeit und hoher Investitionskosten gegenüber. Ebenso bedeutet die Nutzung optimaler Standorte bspw. im Falle der Offshore-Technologie eine Stromerzeugung in weiter Entfernung von den Lastzentren, welche eines erhöhten Infrastrukturaufwandes auf der Netzseite bedarf, um diese Strommengen in das System zu integrieren und zu transportieren.



### Stromgestehungskosten

Es ist unbestritten, dass sich durch den massiven Zubau an erneuerbaren Energien auch technologische Weiterentwicklungen und deutliche Kostendegressionen eingestellt haben. Bei der Windenergie ist die Multi-MW-Klasse heute serienreif und bei der Photovoltaik haben sich die Einspeisetarife zwischenzeitlich mehr als halbiert. Dies sind beachtliche Fortschritte, jedoch zeigt Abb. 1 deutlich, dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien auch im Jahr 2011 deutlich über den aktuellen Großhandelspreisen lagen.

Selbst bei weiter sinkenden Stromerzeugungskosten bedarf es bei den meisten erneuerbaren Energien jedoch auch gleichzeitig noch signifikanter Strompreisanstiege, um mit den am Großhandelsmarkt gebotenen Preisen wettbewerbsfähig zu sein. Eine deutliche Ausnahme bildet hier die große Wasserkraft, die weitgehend zu den Kosten anderer konventioneller Kraftwerke produzieren kann.

Nun mag es naheliegen, als Referenzwert nicht den Großhandels-, sondern den Endkundenpreis anzusetzen. Im Fall der sog. Grid Parity hinkt der Wettbewerbsvergleich jedoch etwas. Hierbei wird ein Endkundenpreis in ct/kWh, der für jeden Stromkunden und zu jeder Minute im Jahr gleich ist, mit den Stromgestehungskosten einer einzelnen Wind- oder Solaranlage verglichen. Bei dem einen handelt es sich um die Vollkosten eines zuverlässigen Stromversorgungssystems, bei dem anderen je nach finanzieller Möglichkeit und geographischem Standort des Anlagenbetreibers um eine streng genommen individuelle Stromerzeugungslösung, die im Einzelfall in der Tat zukünftig günstiger als die allgemeine Versorgung sein kann. Gleichwohl darf an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass sich auch in Zukunft nicht jeder Stromverbraucher eine Stromerzeugungsanlage wird leisten können. Insofern wird im Zusammenhang mit der Energiewende auch die Frage zu beantworten sein, wie und von wem die weiterhin erforderliche Infrastruktur finanziert werden wird.

### Windenergie

Die Windenergie hat sicherlich in den letzten Jahren die beeindruckendste technologische Entwicklung durchlaufen. Zu Beginn

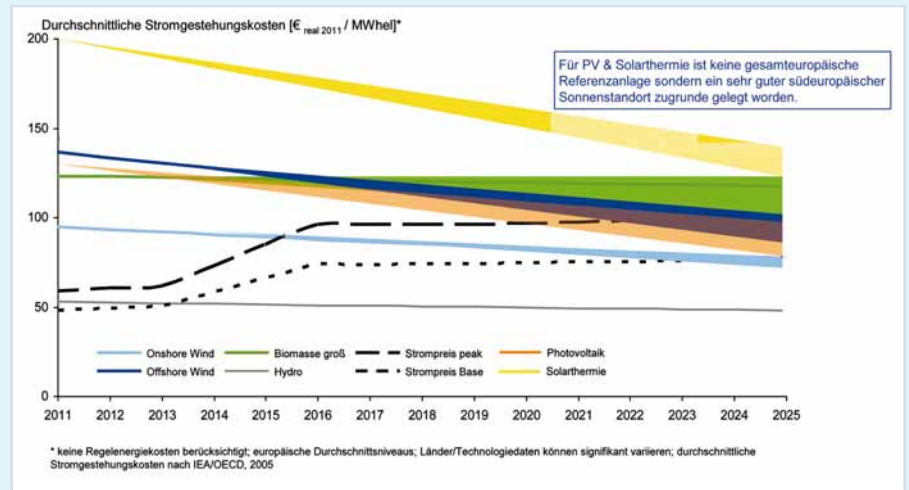


Abb. 1 Durchschnittliche Stromgestehungskosten

der 80er Jahre hatten Windenergieanlagen einen Rotordurchmesser von weniger als 20 m, heute sind es mehr als 100 m. Mit der Vergrößerung des Rotordurchmessers wuchsen auch die Nabenhöhen entsprechend. Durch die Aufhebung vieler Höhenbeschränkungen an Binnenstandorten können auch hier zukünftig mehr Windstandorte ökonomisch sinnvoll erschlossen werden. Zudem konnte durch die Drehzahlvariabilität und die Pitchfähigkeit der Ertrag je Quadratmeter Rotorfläche erheblich gesteigert werden: um ungefähr 25 % an Binnen- sowie bis zu 35 % an Küstenstandorten.

Diese technologische Entwicklung und Größensteigerung führte zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten an Binnenlandstandorten gegenüber 1980 von rd. zwei Dritteln. An den Küstenstandorten lagen sie bereits in den 1980er Jahren bei 90 bis 120 €/MWh<sub>el</sub> und sind je nach Standort weiter auf ein wirklich marktfähiges Niveau gesunken. Es sei jedoch nicht verschwiegen, dass zusätzliche Anforderungen wie zu erbringende Systemdienstleistungen einen Teil der Kosteneinsparungen wieder aufgezehrt haben. Dies ist aber mit Blick auf das Gesamtsystem ein erforderlicher und richtiger Schritt mit einer bedarfsgerechten Kostenallokation.

Die Offshore-Windtechnologie hat diese Kostensenkung noch vor sich. Zwar ist auch dort inzwischen die Prototypphase verlassen worden und die Pionierphase hat begonnen, aber es bedarf noch des Zubaus weiterer Kapazitäten, bevor die Reifephase

einsetzt. Offshore wird sich daran messen lassen müssen, ob die Stromgestehungskosten deutlich sinken können. Dies kann nur durch Hebung aller Kostensenkungspotenziale bei den Turbinen, den Fundamenten, der Errichtung und auch später bei Betrieb und Instandhaltung realisiert werden.

Dazu muss diese Technologie aber erst einmal eine Bewährungschance bekommen. Nur wenn die derzeit massiven Investitionen sich refinanzieren, wird der Weg für Kostensenkungen geebnet. Die Kostenreduktionen können bei den Turbinen einerseits durch die Erhöhung der Anbietervielfalt entstehen. Technisch ist noch mit einer Steigerung der Zuverlässigkeit sowie mit einem Technologiesprung bspw. durch getriebelose Anlagen zu rechnen. Im Bereich der Fundamente sind Kostenreduktionen durch Serienfertigung, Standardisierung beim Engineering und auch Standards bei der Normierung zu erzielen. Bei den Instandhaltungskonzepten werden der Ersatz von all-inclusive-Wartungsverträgen durch Eigenleistung sowie Clusteranbindungen auf der Netzseite zu Kostensenkungen führen.

### Solarenergie

Bei der Solarenergie ist zwischen Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken zu unterscheiden. Während solarthermische Kraftwerke technisch erst in Regionen mit mehr als 1 800 Volllastsonnenstunden realisierbar sind und daher in Südeuropa, Nordafrika und dem nahen Osten Anwendung finden können, sind

Photovoltaikanlagen technisch zwar überall betreibbar, leisten jedoch je nach Sonnenscheindauer und Intensität nur einen geringen Beitrag zur gesamten Stromversorgung. Aufgrund des massiven Wettbewerbsdrucks asiatischer Modulhersteller sind die Kosten bei der Photovoltaik in den letzten Jahren drastisch gesunken und so werden langfristig die reinen Stromgestehungskosten der Photovoltaik unter denen der Solarthermie liegen.

In südlichen Ländern ist die Grid Parity bereits heute erreicht. D. h. bedingt durch die vielen Sonnenstunden wird hier die Photovoltaik in großen Anlagen auch einen nennenswerten Beitrag zur Stromversorgung leisten können. In Ländern wie Deutschland ist jedoch die volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung weiterhin fragwürdig, auch wenn die Grid Parity in absehbarer Zeit auch hier erreicht werden wird.

Die Solarthermie hat in Kombination mit Wärmespeichern den technischen Vorteil, dass sie grundlastfähig Strom erzeugen kann und somit eine wertvolle Ergänzung in einem zukünftig hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssystem spielen kann. Gleichwohl müssen hier noch deutliche Kostensenkungen durch günstigere Konstruktionen im Solarfeld und Optimierungen der Einsatzmaterialien erzielt werden. Auch neue Technologien wie Turmkraftwerke versprechen hier noch Kostensenkungspotenzial.

## Wasserkraft

Wasserkraft ist schon heute in vielen Fällen wettbewerbsfähig, insbesondere in Bezug auf die Stromgestehungskosten. Aufgrund der Grundlastfähigkeit ist diese Technologie hoch erwünscht, aber zumeist schwierig und nur mittel- und langfristig zu realisieren. Neue Lauf- oder Speicherwasserprojekte in Westeuropa sind sehr selten oder bieten keinen Projektzugang. Zudem stehen vielfach hohe Naturschutzanforderungen der Wasserkraftnutzung entgegen. In Südosteuropa und in der Türkei bietet sich jedoch noch ein größeres Potenzial. Gleichwohl muss darauf hingewiesen werden, dass insbesondere bei größeren Pumpspeicherkraftwerken neben geringer Akzeptanz in der Bevölkerung auch eine wirtschaftliche Realisierung aufgrund veränderter Rahmenbedingungen zunehmend schwierig wird.

## Biomasse

Die Biomasetechnologie auf Basis fester Brennstoffe ist technisch weitgehend ausgereift und bietet daher nur noch ein geringes Kostensenkungspotenzial. Die spezifischen Kosten lassen sich insbesondere durch die Skaleneffekte größerer Anlagen nutzen. Gleichwohl stehen hier oft Größenbeschränkungen bei der Förderung oder die Verpflichtung zur Kraft-Wärme-Kopplung einem Ausbau entgegen. Zudem werden die Skaleneffekte bei größeren Anlagen häufig überproportional durch höhere Brennstoffkosten konterkariert. Die Nutzung von Co-Firing und auch der Umbau bestehender Kohlekraftwerke auf Biomasse-nutzung bieten hier jedoch wettbewerbsfähige Alternativen, da auf bereits bestehenden Kraftwerks- und auch Netzinfrastrukturen aufgesetzt werden kann.

Ein wettbewerbsfähiges Engagement im Biomassebereich erfordert die Optimierung der gesamten Wertschöpfungskette. Im Upstream-Bereich bieten eigene Pelletierungsanlagen eine Absicherung gegen das Brennstoffbeschaffungsrisiko. Zudem stellen Pelletproduktion und -handel ein eigenständiges Geschäftsfeld dar. Hauptwerttreiber sind dabei Regionen mit starkem Holzwachstum, guter Transportinfrastruktur und die Realisierung von Skaleneffekten in größeren Anlagen. Im Midstream-Bereich ist die Lagerung, der Transport und der Handel zu managen und im Downstream-Segment müssen entsprechende Absatzkanäle in den Bereichen reiner Biomassenutzung, Co-Firing oder Konversion genutzt werden.

Biomasse bietet aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit und Regelbarkeit eine gute Ergänzung zu volatiler Erzeugung. In einem Gesamtsystem kann die Wettbewerbsfähigkeit daher durchaus auch bei höheren Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Technologien gegeben sein, wenn diese Eigenschaften als werthaltig in einem Market-design angesehen werden.

## Weitere Technologien

Neben den hier genannten Technologien gibt es natürlich noch eine Reihe weiterer technologischer Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien, wie bspw. Geothermie,

Biogas, Gezeiten- und Meerestechnologien. Auch diese Technologien besitzen ein zum Teil enormes Potenzial, stehen jedoch am Anfang der technologischen Entwicklung und sind damit auch bzgl. einer Wettbewerbsbetrachtung noch teilweise so weit entfernt, dass in diesem Zusammenhang auf eine nähere Betrachtung verzichtet wird.

Als Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass die erneuerbaren Energien sich in unterschiedlichen Reifegraden befinden und daher auch noch unterschiedliche Kostensenkungspotenziale aufzuweisen haben. Aber auch wenn diese gänzlich oder weitgehend gehoben werden, so wird zukünftig eine reine Betrachtung der Stromgestehungskosten allein nicht zur Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien genügen.

## Volatilität der Erzeugung als Wettbewerbsnachteil

Neben den reinen Stromgestehungskosten können auch noch weitere Faktoren die Wettbewerbsfähigkeit bestimmen. So war das bisherige Stromversorgungssystem darauf ausgelegt, mit einem Mix unterschiedlicher Erzeugungsarten eine wechselnde Stromnachfrage jederzeit zuverlässig bedienen zu können. Auch wenn alle Erzeugungsarten miteinander im Wettbewerb stehen, so können sich die unterschiedliche Technologien am Markt bewähren, da sie aufgrund technologischer Möglichkeiten unterschiedliche Kostenstrukturen haben und entlang der Merit Order unterschiedliche Preise für das Produkt Strom in Abhängigkeit von der Nachfrage erzielen können.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich dies grundlegend geändert. Während die konventionellen Technologien weiterhin nach dem zuvor beschriebenen System am Markt anbieten und damit ihre Erlöse erzielen, können die Erneuerbaren den gleichen Nachfragemarkt bedienen, aber zu anderen Rahmenbedingungen. Wind- und Sonnenstrom werden entsprechend der vorhandenen Wetterlage produziert. Da diese jedoch unabhängig vom Nachfrageverhalten auf dem Strommarkt ist, sind Wind- und Photovoltaik nicht planbar einsetzbar. Dies ist eigentlich im Vergleich zu anderen Technologien wie Wasser und Biomasse und insbesondere zu den

konventionellen Kraftwerken ein Wettbewerbsnachteil, da das schwer speicherbare Gut Strom bedarfsgerecht produziert werden muss.

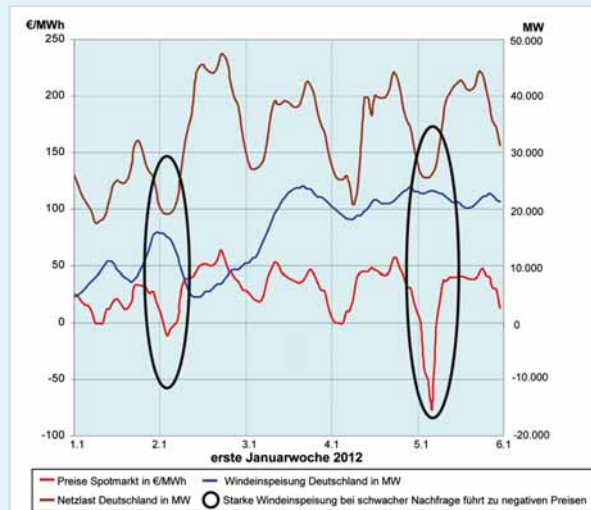
Dieser Nachteil ist mit dem Einspeisevorrang ausgeglichen worden. Erneuerbare Energien dürfen mit Vorrang in das Netz einspeisen, wenn sie wetterabhängig produzieren können. Dies gilt jedoch auch für regelbare Energieträger wie Wasser und Biomasse, die sich ebenfalls nicht nach den Nachfragesignalen am Markt richten müssen. Da nun die konventionellen und die erneuerbaren Energien den gleichen Markt bedienen, muss es zwangsweise zu einer gegenseitigen Beeinflussung kommen.

### Generierte Nachteile für konventionelle Erzeuger

Der Ausgleich des eigentlichen Wettbewerbsnachteils der erneuerbaren Energien durch den Einspeisevorrang wird zum Wettbewerbsnachteil einiger konventioneller Kraftwerke, die an immer weniger Stunden im Jahr ihre Stromproduktion am Markt verkaufen können und damit in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet werden oder sind. Am stärksten sind die Kraftwerke betroffen, die genau zum Ausgleich von Bedarfs- oder Angebotsschwankungen dienen, also Pumpspeicher- und flexible Gaskraftwerke.

Fallen Produktion und Bedarf noch weiter auseinander, so kann es in Zeiten geringer Nachfrage und gleichzeitig hoher Einspeisung von bspw. Windstrom zu negativen Preisen am Großhandelsmarkt kommen, da das Gesamtsystem die Überproduktion nicht mehr „konsumieren“ kann. Mit Einführung des Marktprämienmodells sollte auch für die erneuerbaren Energien ein Anreiz zur bedarfsgerechteren Erzeugung geschaffen werden. Bisher reichen die Instrumente aber noch nicht aus, um dieses Ziel wirklich zu erreichen. Dies zeigen die zu Beginn dieses Jahres erneut aufgetretenen negativen Preise sehr deutlich (Abb. 2).

Da die erneuerbaren Energien ihre Refinanzierung dank des Einspeise- und Abnahmevorrangs kalkulieren konnten, wären sie im Falle von geringeren Produktionszeiten auf einen Ausgleich angewiesen. Dieser wird auch im Falle von Abschaltungen durch den



- > Neben der Notwendigkeit der Vorhaltung von Back-Up Kapazitäten und der Entwertung bereits investierten Kapitals (konventionelle Kraftwerke laufen weniger Volllaststunden und können ihren Kapitaldienst nicht in erwarteter Weise leisten)...
- > ...wird in Starkwind- und Schwachlastzeiten sogar für die Abnahme von Strom gezahlt.

Abb. 2 Volatile Einspeisung der erneuerbaren Energien erzeugt volkswirtschaftliche Zusatzkosten

Netzbetreiber und damit die Allgemeinheit bezahlt. Ein Ausgleich eines Wettbewerbsnachteils, den die konventionellen Spitzenlastkraftwerke nicht in Anspruch nehmen können.

### Verschärfung der Marktsituation

Gemäß der Zubau-Szenarien der Bundesregierung werden Wind On- und Offshore sowie Photovoltaik den größten Beitrag zur zukünftigen Stromversorgung leisten. Neben den beschriebenen Wettbewerbsbeeinflussungen zwischen erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken ist es offensichtlich, dass in einem zukünftigen System mit noch mehr erneuerbaren und insbesondere nicht planbaren Erzeugungsanlagen Einspeisevorrang und Abnahmeverpflichtung an ihre Grenzen kommen und eine Weiterentwicklung des Marktdesigns unausweichlich erscheint. Zudem zeigen die Ausführungen auch, dass zumindest in einem Übergangszeitraum, in dem neue Kapazitäten aufgebaut, bestehende Kraftwerke weniger ausgelastet und gleichzeitig aber im Falle von Schwachwindzeiten Reservekapazitäten benötigt werden, dass Gesamtsystem nur zu höheren Kosten zu betreiben ist.

Der Ausgleich des Wettbewerbsnachteils der erneuerbaren Energien durch den Einspeisevorrang wurde zum ökonomischen Vorteil, der die gesamte übrige Energieversorgung jedoch zunehmend vor Herausforderungen

stellt. Tatsächlich ist die bestehende Netzinfrastruktur auf allen Spannungsebenen nicht für die Aufnahme und weitere Verteilung der bereits installierten und geplanten Mengen an Wind- und Solarstrom geeignet. Derzeit arbeitet insbesondere das ostdeutsche Netz an seiner Belastungsgrenze. Eingriffe der Netzbetreiber zur Stabilisierung der Netzsituation nehmen rasant zu, wie aus Zahlen der Bundesnetzagentur hervorgeht.

Der notwendige Umbau der Netzinfrastruktur ist kapital- und zeitintensiv. Während mit dem EEG für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten attraktive Anreize geschaffen wurden, ist das Thema Netzausbau lange Zeit politisch vernachlässigt worden und steht teilweise auch im Widerspruch zu politischen Vorgaben wie der Anreizregulierung, die die Netzentgelte senken soll. Nun führt eine Mischung aus verspäteter Ausbauplanung, fehlendem Anreizrahmen, zum Teil langen Genehmigungsverfahren und Widerstand gegen den Neubau von Stromtrassen zu einer insgesamt dem Umbau des Versorgungssystems nicht angepassten Infrastruktur. Die jüngst von der Bundesregierung ergriffenen Maßnahmen wie das Energieleitungsausbaugesetz werden diesen Effekt etwas abmildern, aber nicht vollständig auflösen können.

Neben der generellen Netzinfrastrukturproblematik werden Situationen zunehmen, in denen deutlich mehr Strom durch erneuerbare Energien erzeugt wird, als tatsächlich

zu dem Zeitpunkt nachgefragt wird. Wenn nun nicht die bereits über das EEG bezahlten erneuerbaren Energien abgeschaltet werden sollen, müsste in solchen Situationen der regenerativ erzeugte Strom idealerweise gespeichert werden.

Schaut man sich jedoch die Kosten unterschiedlicher Speichertechnologien an, so kommen derzeit eigentlich nur Pumpspei-

cherkraftwerke als kostengünstigste Option in Betracht (Abb. 3). Allerdings sind auch bei Pumpspeicherkraftwerken sehr lange Realisierungszeiträume und gewisse Akzeptanzschwierigkeiten zu überwinden. Weiterhin zeigt sich zunehmend, dass durch die starke Mittagspitze bei der Photovoltaik eine wesentliche Einsatzoption der Pumpspeicherkraftwerke zunehmend entfällt. Dies hat erheblichen Einfluss auf die Wirt-

schaftlichkeit sowohl bestehender als auch neuer Pumpspeicherkraftwerke.

Es darf jedoch auch nicht verdrängt werden, dass nicht nur Tagesspeicher, sondern auch saisonale und Langfristspeicher notwendig sind. Bei einer Schwachwindperiode von bspw. 10 Tagen muss im Winter in Deutschland eine Stromnachfrage von ungefähr 12 TWh bedient werden. Würde man unsere heutige Pumpspeicherkapazität von rd. 7 000 MW unter Vollast ausfahren, könnten lediglich 0,042 TWh produzieren werden. Es wäre in etwa das dreihundertfache der heutigen Pumpspeicherkapazität notwendig, um diese Schwachwindperiode mit Speichern zu überbrücken.

## Zyklisch schwankendes Windangebot

Verstärkt wird diese Herausforderung durch die dekadischen Oszillationen der Windströmung in Europa, die der sog. Nordatlantischen Oszillation (NAO) folgen. Süd- und Nordeuropa verhalten sich dabei gegenläufig: Bei einem negativen NAO-Index wird der Wind durch den Druckluftunterschied zwischen Island und den Azoren nach Süden gelenkt und kann dort optimal genutzt werden, während in Nordeuropa ein nur mäßiger Ostwind weht. Ist der NAO-Index hingegen positiv, verhält es sich umgekehrt und der Windertrag in Nordeuropa ist überdurchschnittlich. Auch diese jährlichen Schwankungen des Windenergieertrags müssen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ausgeglichen werden.

Um die Auswirkungen des Effektes zu minimieren, wäre neben Speicher- und Reservekraftwerken ein gesamteuropäisches Marktumfeld für erneuerbare Energien wünschenswert. Eine weite regionale Abdeckung führt so zu einem natürlichen Hedge und würde bei einem gemeinsamen Markt auch die Versorgungssicherheit erhöhen.

Es ist offensichtlich, dass eine reine Fortschreibung der Entwicklung der letzten Jahre nicht zu einem wirtschaftlichen und versorgungssicheren Energiesystem führen kann. Bleibt somit die Frage, wie die Energiewende ohne totale wirtschaftliche Verwerfungen und ohne eine Übermaß an Regulierung realisiert werden kann?

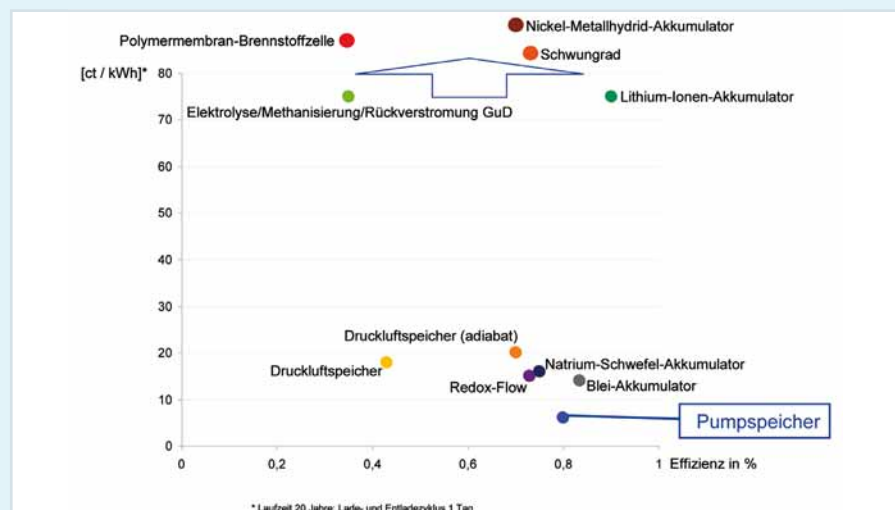


Abb. 3 Kostenvergleich von Stromspeicheroptionen

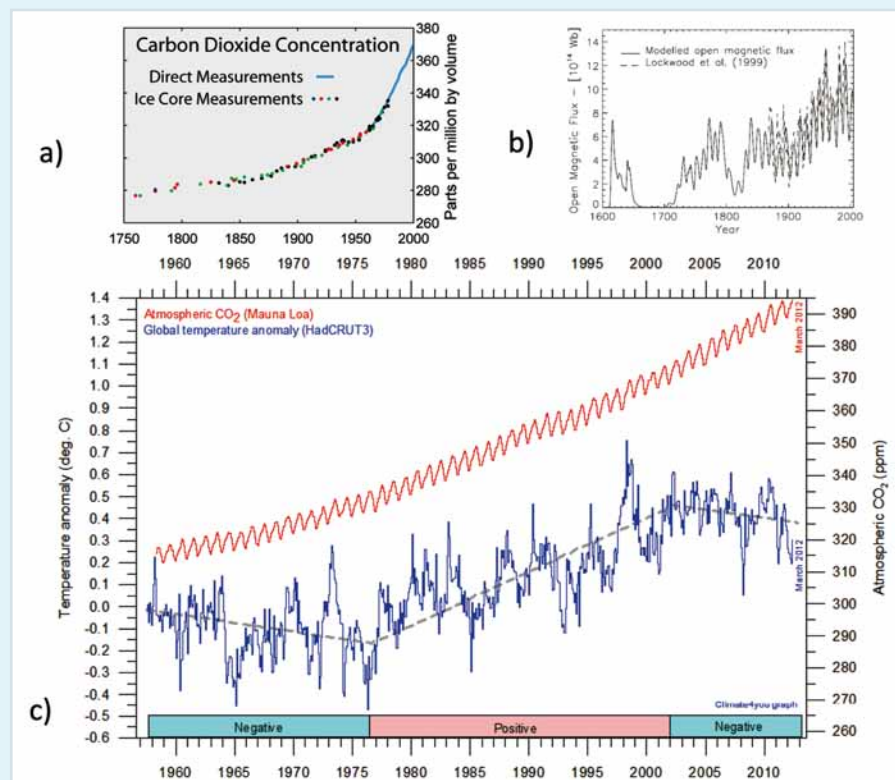


Abb. 4 a) CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre (in ppmv) von 1750 bis 2000, ermittelt aus Eiskernbohrungen (Punkte) und direkten Messungen (Linie); b) Sonnenaktivität (Magnetischer Fluss, in 10<sup>14</sup> Wb) von 1600 bis 2000; c) Globaler Land-/Ozean-Temperaturindex in °C seit 1955 Quellen: [3]

## Natürliche Klimaeinflüsse verhelfen zu einem nachhaltigen Ausbau

Zuletzt sei ein Aspekt angesprochen, der den erneuerbaren Energien helfen kann, das bislang konventionelle Energiesystem ohne zu große Verwerfungen abzulösen: der Zeitaspekt. Wie schon erwähnt gewinnt man den Eindruck, als würden die Energiewende und die augenblicklichen Anstrengungen, Deutschland und seine Bürger auf sich nehmen werden, ausschließlich mit dem Klimaschutz begründet. Es gibt aber noch weitere und mindestens gleichrangige Gründe, die Nutzung erneuerbarer Energieträger auszubauen, wie z. B. die bisherige Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Um aber wieder den Blick auf das volkswirtschaftlich Angemessene und systemtechnisch geschlossenen Sinnvolle zu lenken, müssen wir zu einer sachlichen und kontroversen Diskussion über die zeitlichen Auswirkungen und Folgen der Klimaveränderung zurückkehren.

Es ist richtig, dass die Konzentration an CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre seit der Industrialisierung angestiegen ist (vgl. Abb. 4a). In der gleichen Zeit hat aber auch die Sonnenaktivität zugenommen (siehe Abb. 4b). Viele Wissenschaftler führen den Temperaturanstieg auf das CO<sub>2</sub> zurück, wenngleich die globale Temperatur seit 12 Jahren nicht mehr gestiegen ist (Abb. 4c). Es zeigt sich, dass in genau dieser Zeit die Sonnenaktivität an Kraft verloren hat und kosmische Strahlen bis in die tiefen Wolken eindringen und die Wolkendichte erhöhen können. Wir befinden uns in einem der schwächsten Sonnenzyklen seit 100 Jahren und viele Solarforscher sagen eine sich weiter abschwächende Sonne voraus [1].

Dazu kommt ein weiterer Einfluss, der wenig bedacht wird. Neben der bereits erwähnten Nordatlantischen Oszillation gibt es die sog. Pazifische Dekaden-Oszillation (PDO), die in einem 60-jährigen Zyklus zwischen Kalt- und Warmphase hin- und herschwingt. In den Berichten des IPCC sind diese Fluktuationen nicht enthalten, dort spielt nur der Einfluss von CO<sub>2</sub> bzw. CO<sub>2</sub>-Äquivalenten auf die Temperaturentwicklung eine Rolle.

Berücksichtigt man diese natürlichen Fluktuationen, kommt man zu einer ganz anderen Trendlinie, die entscheidend von denen

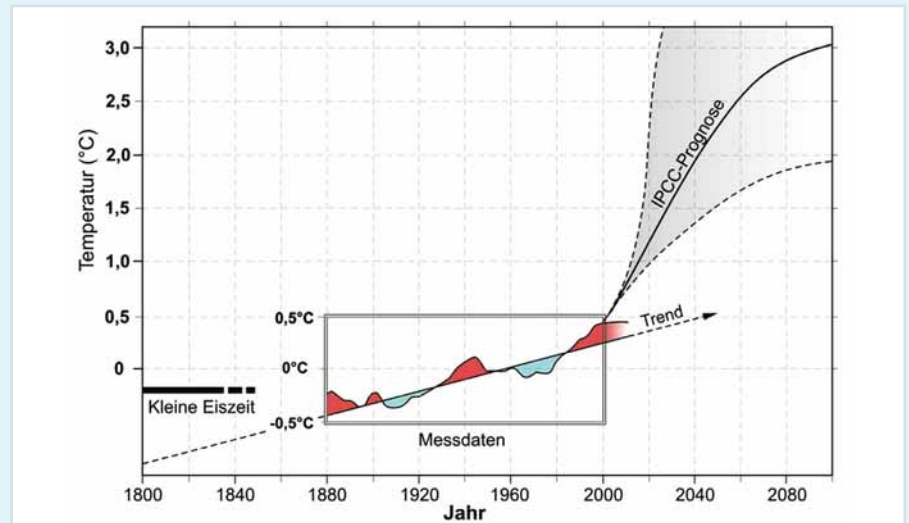


Abb. 5 Temperaturtrendlinie seit 1800 und IPCC-Prognosebereich für die zukünftige Entwicklung; rote und blaue Integrale im Ausschnitt: Einfluss der Pazifischen Dekaden-Oszillation

der IPCC-Prognose abweicht, aus der die oft zitierte Temperaturerhöhung von 4 °C stammt (vgl. Abb. 5) [2]. Die Prognose eines Temperaturanstiegs von 4 Grad schürt natürlich Angst. Angst ist jedoch ein schlechter Ratgeber, insbesondere wenn es darum geht, die Nutzung erneuerbarer Energieträger nach vorne zu bringen bzw. die Energieversorgung langfristig nachhaltig voranzutreiben.

Wir können uns für den Umbau unseres Energiesystems, der auch Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit unserer Stromerzeugung zu berücksichtigen hat, etwas mehr Zeit lassen als geplant. Die sich abkühlende Sonne gibt uns die Zeit, mit Vernunft und Augenmaß den Umbau der Energieversorgung in Deutschland vorzunehmen.

### Klimapolitik in die Energiepolitik integrieren!

Vor dem Hintergrund der zuvor beschriebenen Auswirkungen scheint es erforderlich, die Klimapolitik wieder als einen integrierten Bestandteil der Energiepolitik zu betrachten. Ebenso darf die Förderung und der Ausbau der erneuerbaren Energien kein Selbstzweck sein, sondern integrierter Bestandteil eines versorgungssicheren Energiesystems. Der Umbau dieses Systems benötigt Zeit und lässt sich nur schwer in politische Vorgaben pressen. Letztlich könnte dies den gesamten Erfolg der erneuerba-

ren Energien und damit eine bedeutende Zukunftsoption gefährden.

Es gibt neben dem Beitrag zum Klimaschutz viele gute Gründe für den Ausbau der erneuerbaren Energien und diesen wird auch die Zukunft gehören, wenn signifikante Kostendegressionen realisiert werden können sowie die Integration in den Strommarkt (Netzausbau, Speicher, Regel- und Ausgleichsenergiebereitstellung) und die lokale öffentliche Akzeptanz verbessert wird.

### Anmerkungen

[1] NASA 2012: GISS Surface Temperature Analysis. - [http://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs\\_v3/](http://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs_v3/); Vahrenholt, F.; Lüning, S.: Die kalte Sonne: Warum die Klimakatastrophe nicht stattfindet, Hamburg 2012.

[2] Akasofu, S.-I.; Brown, T. (Hrsg.); Finch, J.: The Northern Lights: The Secrets of the Aurora Borealis, Anchorage (AK) 2009; eigene Darstellung.

[3] a) Global Warming Art. 2012. Carbon history. -[http://www.globalwarmingart.com/images/5/52/Carbon\\_History\\_and\\_Flux\\_Rev.png](http://www.globalwarmingart.com/images/5/52/Carbon_History_and_Flux_Rev.png); b) Balmaceda, L. & Krivova, N.A. & Solanki, S.K. 2007. et al. Reconstruction of solar irradiance using the Group sunspot number. *Advances in Space Research* 40 (2007) 986-989; c) [www.climate4you.com](http://www.climate4you.com), Daten von HADCRUT3 und Mauna Loa Observatory, Hawaii.

Prof. Dr. F. Vahrenholt, CEO, Dipl.-Ing. H. Gassner, M.B.A., Leiter Märkte und Politik/Corporate Responsibility, RWE Innogy GmbH, Essen  
Holger.Gassner@rwe.com

## Gapminder World – energiewirtschaftliche Vergleiche per Internet

*Energie und Klimaschutz sind globale Themen und nur im internationalen Kontext zu verstehen. Maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung haben längst nicht mehr die klassischen Industrieländer und -regionen wie Deutschland oder Europa. Stattdessen ist das Geschehen in den Schwellenländern prägend. Zur vergleichenden Darstellung verschiedener Datenbestände kann man inzwischen auf vielseitige Werkzeuge im Internet zurückgreifen.*

Anlässe, längerfristige Datenreihen aus den Bereichen Wirtschaft, Energie, Umwelt, Gesundheit verschiedener Länder darzustellen und zu vergleichen, bestehen heute zuhauf. Hierfür gibt es ein einfach zu handhabendes Internetwerkzeug: den Gapminder. Unter [www.gapminder.org](http://www.gapminder.org) sind Diagramme für eine Vielzahl von frei wählbaren Datenkombinationen und für eine große Zahl von Ländern abrufbar.

Die Abbildung zeigt beispielhaft die Korrelation von Einkommen und Stromverbrauch je Einwohner für Deutschland und Taiwan. Der dargestellte Zeitraum beginnt in Deutschland 1960, in Taiwan 1971 und endet 2008. Deutlich wird, dass in Taiwan zeitversetzt zu Deutschland eine vergleichbare Entwicklung zu verzeichnen war.

In beiden Fällen bedeutet wachsendes Einkommen steigenden Stromverbrauch.

Dabei ist heute der Stromverbrauch in Taiwan bei geringerem Sozialprodukt je Einwohner deutlich höher als in Deutschland. Dahinter verbergen sich Unterschiede in der Industrie- und Verbrauchsstruktur.

„et“-Redaktion

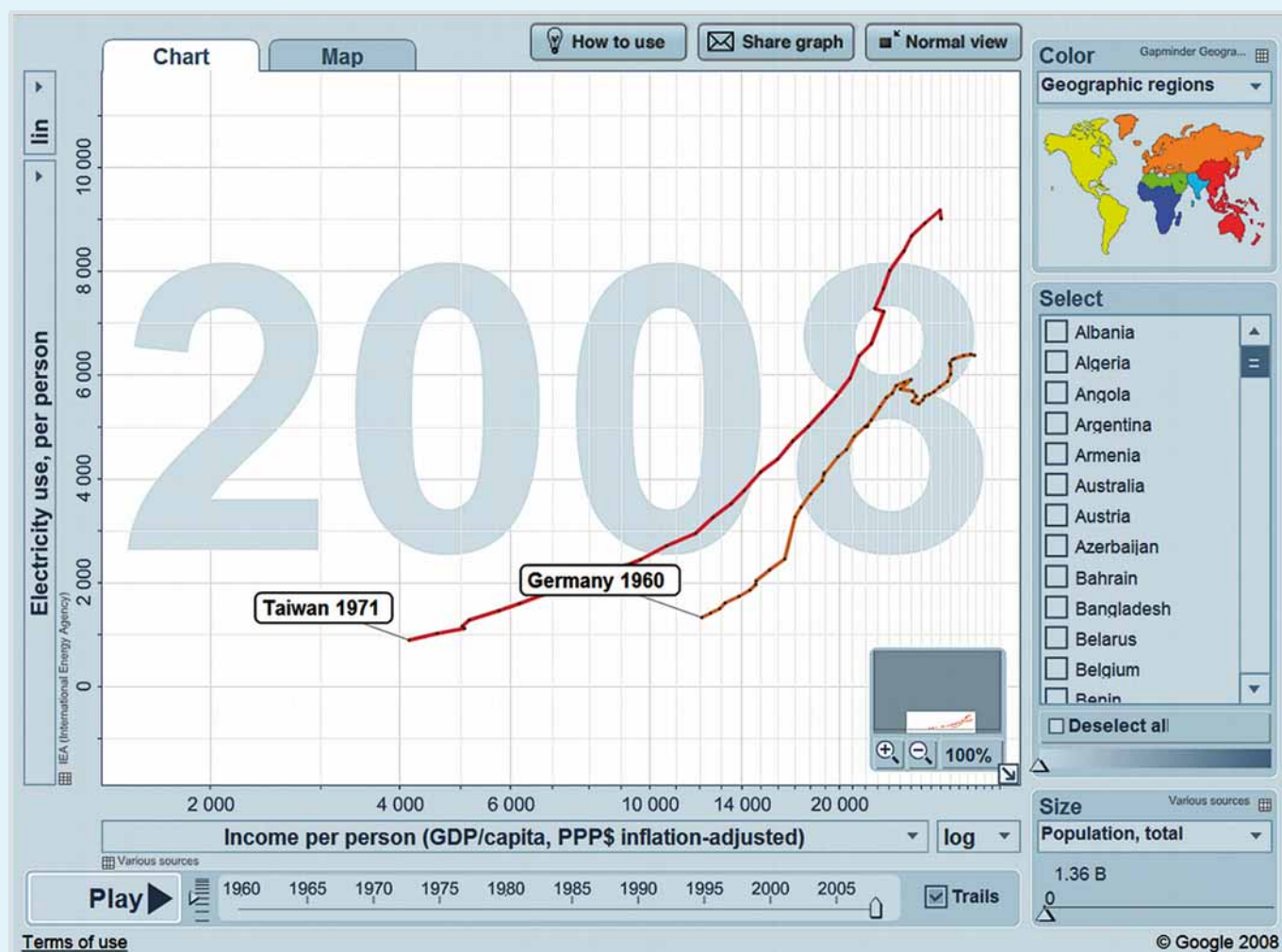


Abb. Der Gapminder – Ein Werkzeug zum visuellen Vergleich globaler Entwicklungen

# Energieszenarien für Deutschland: Eine kritische Analyse der Leitstudie 2011

Jürgen-Friedrich Hake, Patrick Hansen, Tobias Kronenberg und Thimo Pesch

*Zur Analyse zukünftiger Entwicklungen des deutschen Energiesystems entstand in den letzten Jahren eine Vielzahl von Energieszenarien. Diese unterscheiden sich maßgeblich in ihrer Zielstellung und Methodik. Um eine Einordnung und einen Vergleich dieser Szenarien zu ermöglichen, wird hier eine Analysemethode vorgestellt und auf die aktuelle „Leitstudie“ beispielhaft angewandt.*

In den letzten Jahren ist eine beträchtliche Anzahl von Szenarien zur Entwicklung des deutschen Energiesystems entstanden. Diese umfassen typischerweise Zeithorizonte von 20 bis 40 Jahren, basieren hinsichtlich Technik, Wirtschaft und Politik aber auf sehr unterschiedlichen Annahmen. Begründet sind diese Unterschiede u. a. in den zugrundeliegenden Zielstellungen der Szenarien. Manche weisen eher einen prognostischen Charakter auf, während andere eher normativ Ziele der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und/oder Umweltverträglichkeit verfolgen.

Bei dieser Fülle an Szenarien fehlt es oft an einer systematischen Einordnung bzw. einem Vergleich untereinander, um die Ergebnisse richtig einschätzen zu können. Aus diesem Grund wurde am Forschungszentrum Jülich ein Ansatz zu einem solchen Szenarienvergleich entwickelt, der anhand von sechs Kriterien die Stärken und Schwächen eines Szenarios aufzeigt [1]. Ziel dieses Ansatzes ist es, ein besseres Verständnis der bestehenden Energieszenarien und der darin enthaltenen Unterschiede sowie Impulse zur Weiterentwicklung inhaltlicher und methodischer Schwachstellen zu geben.

Im vorliegenden Beitrag wird diese Analyse-methode am Beispiel der aktuellen „Leitstudie“ [2] vorgestellt. Diese wurde ausgewählt, weil sie in der energiepolitischen Diskussion viel Aufmerksamkeit gefunden hat.

## Vergleichende Szenarienanalyse

Die Methode basiert auf sechs Bewertungskriterien, deren Erfüllungsgrade u. a. in verschiedenen spezifischen Sektoren von „nicht berücksichtigt“ (-) über „keine“ (x) und „einfachere“ (○) bis „komplexere methodische Ausarbeitung“ (●) eingeordnet

werden. Es handelt sich dabei um eine qualitative Bewertung, die nicht als „Benotung“ zu verstehen ist. Die Bewertungskriterien bezogen auf die Zielsetzung der jeweiligen Szenarienerstellung sind: 1) Methodische Fundiertheit, 2) Transparenz von Methoden und Daten, 3) Rahmenszenarien, 4) Akteure, Verhalten, Institutionen, 5) Maßnahmen und 6) Nachhaltigkeitskonzept und Nachhaltigkeitsbewertung.

Unter „Methodische Fundiertheit“ versteht man dabei die zielstellungsadäquate Verwendung von Methoden sowie die Berücksichtigung aller relevanten Aspekte. Das zweite Kriterium „Transparenz von Methoden und Daten“ ordnet die Darstellung der Szenarien hinsichtlich ihrer Nachvollziehbarkeit ein und die „Rahmenszenarien“ adressieren die Einbettung in konsistente exogene Rahmenannahmen. Der vierte Punkt bezieht sich auf die Berücksichtigung von Akteuren und deren Verhaltensweisen, die vom Ideal des rationalen und vollständig informierten Entscheiders abweichen können, sowie den Einfluss von Institutionen auf Entscheidungsprozesse. Unter das fünfte Kriterium fallen alle Ausarbeitungen zum Thema: Mit welchen Maßnahmen können die beschriebenen Entwicklung erreicht werden? Das sechste Kriterium schließlich beurteilt die Szenarien im Hinblick auf das Vorhandensein eines klaren, wissenschaftlich begründeten Nachhaltigkeitskonzeptes und einer darauf aufbauenden Nachhaltigkeitsbewertung.

## Die Entwicklung der „Leitstudie“

In der energiepolitischen Diskussion wird an zahlreichen Stellen Bezug auf die „Leitstudie“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) genommen. Dabei handelt es sich

genau genommen um eine Reihe von Studien, die das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in den vergangenen Jahren mit wechselnden Partnern im Auftrag des BMU durchgeführt hat [3-6]. Die aktuelle Fassung, die im März 2012 veröffentlichte „Leitstudie 2011“, trägt den Titel „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ [2]. Da eine zusammenfassende Darstellung der „Leitstudie 2011“ bereits in dieser Zeitschrift erschienen ist [7], wird an dieser Stelle auf eine ausführliche Wiederholung der Szenarienergebnisse verzichtet.

Die „Leitstudie 2011“ stellt in vielerlei Hinsicht eine Weiterentwicklung gegenüber den „Leitstudien“ der Jahre 2007 bis 2010 dar. Bei der „Leitstudie 2007“ [6] handelt es sich, wie schon in deren Titel angegeben, um eine „Aktualisierung und Neubewertung“ der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“, die im Auftrag des UBA und des BMU entwickelt wurde. Der Analysezeitraum reicht hier bis ins Jahr 2030 und wird durch einen „Ausblick bis 2050“ ergänzt; die „Leitstudie 2011“ dagegen behandelt den Zeitraum bis 2050 und blickt teilweise bis 2060.

Eine weitere Neuerung gegenüber den älteren Leitstudien besteht in einer dynamischen Simulation der Stromversorgung. Die „Leitstudie 2007“ konzentriert sich auf den Stromsektor, enthält aber auch Unterkapitel zu den Bereichen „Wärmemarkt“ und „Verkehr“. In der „Leitstudie 2011“ liegt der Fokus ebenfalls auf diesen Bereichen; es sind jedoch zusätzliche Unterkapitel zu KWK, Biomasse sowie alternativen Kraftstoffen (Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen) hinzugekommen. Gegenüber der „Leitstudie 2010“ [5] ist eine Weiterentwick-

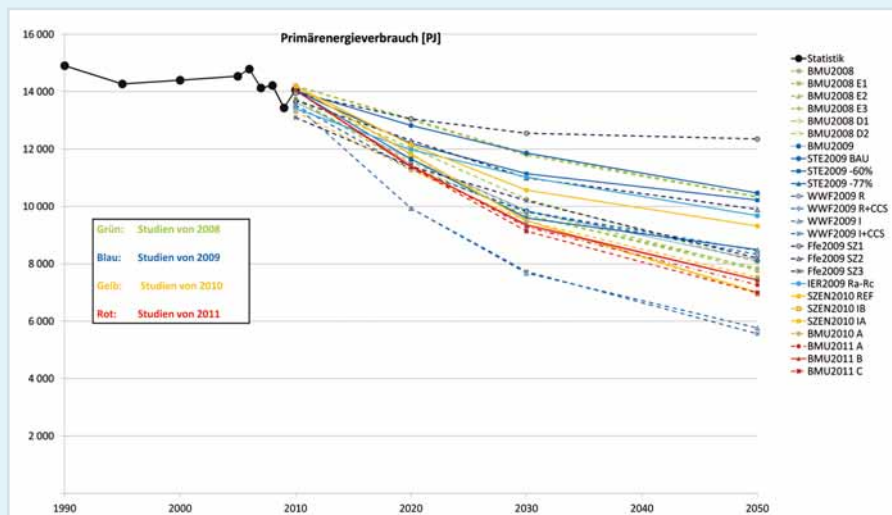


Abb. Primärenergieverbrauch in ausgewählten Szenarien Quelle: eigene Darstellung, [1]

lung u. a. durch die Behandlung von „sicherheitsrelevanten Aspekten des Umbaus der Energieversorgung“, denen in der „Leitstudie 2011“ ein eigenes Kapitel gewidmet wird, festzustellen.

Zusätzlich wird dem Verkehrssektor eine wichtigere Rolle zugewiesen, was sich u. a. in drei kompletten Szenariovarianten widerspiegelt, die sich vornehmlich durch die Rolle von Energieträgern wie Elektrizität, Wasserstoff und Methan im Verkehrsbereich unterscheiden. Durch die methodischen Fortschritte und die thematische Erweiterung der Leitstudie ist ihr Umfang von 99 Seiten („Leitstudie 2007“) auf 332 Seiten („Leitstudie 2011“) gewachsen.

## Methodische Fundiertheit

Das erste Analyse Kriterium bezieht sich auf die methodische Fundiertheit der Annahmen und Ergebnisse eines Szenarios. Die Autoren der Leitstudie 2011 orientieren sich in ihren Annahmen an den Zielen der deutschen Bundesregierung. Entsprechend soll der Stromverbrauch – bezogen auf den Endenergieverbrauch Strom (EEV-S) – bis 2050 um 25 % gegenüber 2008 reduziert werden (Szenario A). Um dieses Ziel einordnen zu können, betrachten die Autoren zunächst die Entwicklung der letzten Jahre. Demnach hat der EEV-S im Zeitraum von 2000 bis 2007 um 6 % zugenommen, während die Stromintensität des BIP im Zeitraum von 2000-2010 durchschnittlich 0,4 %/a

leicht abgenommen hat (private Haushalte: +0,8 %/a, Industrie: +6 %/a, GHD: -1,4 %/a).

Unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Entwicklung wird auf die Stromintensität des BIP geschlossen, die im Zeitraum von 2000-2010 mit durchschnittlich 0,4 %/a leicht abgenommen hat. Während der Pro-Kopf-Verbrauch der privaten Haushalte von 2000-2010 um durchschnittlich 0,8 %/a zugenommen hat, ist die Stromintensität in der Industrie um insgesamt 6 % gestiegen. Die Stromintensität des Sektors GHD hingegen sank im selben Zeitraum um durchschnittlich 1,4 %/a.

Aus den Vorgaben der Bundesregierung und der angenommenen (fixen) BIP-Entwicklung leiten die Autoren eine zukünftig notwendige Reduktion der Stromintensität um insgesamt 46 % bis 2050 bzw. eine jährliche Reduktion von 1,5 %/a ab. Dies entspricht einer Verdreifachung der durchschnittlichen Stromintensitätsreduktion im Zeitraum 2000-2010 und bedeutet eine sehr ambitionierte Entwicklung, die methodisch nicht hinterlegt ist.

Auch die Einordnung im Vergleich mit dem Referenz- (WWF2009 R) und Innovations-szenario (WWF2009 I) der WWF-Studie [8] sowie dem Referenz- (SZEN2010 REF) und Minimal-szenario (ähnlich SZEN2010 IB) der „Szenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ [9] fundiert die angenommene Entwicklung insofern nicht, als

dass es sich bei den gewählten Vergleichsstudien ihrerseits um Studien mit ambitionierten Zielen handelt, was beispielhaft am Primärenergieverbrauch (PEV) aufgezeigt werden kann (s. Abbildung). Insofern ist zu konstatieren, dass auch die Leitstudie 2011 dem Spektrum der besonders ambitionierten Szenarien zuzuordnen ist und ernsthafte alternative Entwicklungen nicht erwogen werden.

Eine wichtige hervorzuhebende Einschränkung der Aussagekraft besteht durch die Annahme, dass der Netzausbau derart vorangetrieben wird, dass trotz des massiven Zubaus von EE keinerlei Engpässe auftreten. Verschiedene Studien zur Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung haben jedoch aufgezeigt, dass es bereits heute in Abhängigkeit der Last- und Einspeisesituation zu Engpässen im deutschen Übertragungsnetz kommen kann [10, 11]. Es besteht weitestgehend Konsens darüber, dass infolge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien aber auch der Errichtung zusätzlicher konventioneller Kraftwerke im Norden Deutschlands massive Zubauten in den Stromnetzen notwendig sind. Zu beachten sind zudem mögliche Engpässe in den Verteilnetzen, die bei steigender Einspeisung von PV mehr und mehr an ihre Grenzen gelangen. Eine integrierte Planung von Erzeugung, Verbrauch und Transport von Strom ist nicht erkennbar.

Trotz des enormen Bedeutungszuwachses der erneuerbaren Energieträger im Pkw-Bereich dominieren die fossilen Kraftstoffe weiterhin den Energieverbrauch im Gesamtbereich „Verkehrssektor“. Im Jahr 2050 sind letztere noch immer für 50 % (Varianten A und B) bis 53 % (Variante C) des Endenergieverbrauchs im Gesamtverkehr verantwortlich. Darin zeigt sich die starke Rolle des Straßengüterverkehrs und Flugverkehrs sowie fehlender Alternativen. Unter den fossilen Kraftstoffen macht Diesel dabei noch immer einen beträchtlichen Anteil von ca. 450 PJ aus, wohingegen der Verbrauch von Benzin fast auf null zurückgeht. Dieses Ergebnis überrascht, weil Raffinerien aufgrund von technischen Gegebenheiten stets Benzin und Diesel produzieren. Wenn im Verkehr ausschließlich Diesel verwendet wird, muss es einen beträchtlichen Überschuss an Benzin geben oder der Dieselkraftstoff



wird importiert, sodass auf den Betrieb von inländischen Raffinerien verzichtet werden kann.

Zur Beschreibung der Entwicklung des Raumwärmebedarfs knüpft die Leitstudie 2011 an die Annahmen für die Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [9] an und entwickelt unter Vorgabe der Zielsetzungen des Energiekonzepts zielorientierte Szenarien. Die dynamische Entwicklung des Gebäudebestands und die Analyse der eingesetzten Gebäudetechnologien und Heizungssysteme sowie der entstehenden Kosten durch energetische Sanierungen werden für den Gebäudebereich nicht mit einem Simulationsmodell wie dem Gebäudesimulationsmodell in [12] methodisch erörtert. Vielmehr wird auf der Basis der Annahmen zum spezifischen Raumwärmebedarf gemäß [9] der Einsatz von Erneuerbaren betrachtet.

### Transparenz

Das zweite Kriterium betrifft die Transparenz der Darstellung von Daten und Methoden, auf denen ein Szenario aufgebaut wird. Im Hinblick auf die Methoden weist die Leitstudie 2011 eine recht hohe Transparenz auf; der aufmerksame Leser der Langfassung kann sich einen relativ guten Überblick über die verwendeten Methoden verschaffen. Jedoch wird das Mengengerüst der installierten Leistungen – insbesondere die Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien – im Rahmen der Szenarien vorgegeben. Inwiefern die Vorgabe anhand eines quantitativen Optimierungskalküls ermittelt wurde oder dem Expertenwissen der Autoren zuzurechnen ist, ist für den Leser nicht direkt ersichtlich.

Die verwendeten Rahmendaten (z. B. BIP, Bevölkerung und Emissionsminderungsziele) sind ausführlich dargestellt. Die Daten zu einzelnen Technologien, insbesondere deren Kosten, sind hingegen nicht nachvollziehbar dargestellt. Die Kostendegression im Bereich der Stromerzeugung durch EE wird mit „Marktausweitung“ begründet, aber der genaue Verlauf der unterlegten Lernkurven ist nicht bekannt. Es bleibt außerdem unklar, ob damit der deutsche oder weltweite Markt für EE gemeint ist, und ob eine na-

tionale Förderung ausschließlich inländischen oder auch ausländischen Herstellern von EE-Anlagen zugutekommt. Ein weiteres Beispiel ist die Entwicklung des Schienengüterverkehrs. Hier steigt der Endenergieverbrauch um lediglich 20 % [3], was eine enorme Verbesserung der Energieeffizienz impliziert. Da in diesem Bereich maßgeblich elektrisch gefahren wird und die Wirkungsgrade bereits sehr hoch sind, scheint eine solche Entwicklung sehr optimistisch und sollte empirisch belegt werden.

### Rahmenszenarien

Ein Szenario für das deutsche Energiesystem muss auf Rahmenszenarien beruhen, welche die Entwicklung anderer Bereiche und Regionen beschreiben. Die Leitstudie geht hierauf nicht explizit ein, unterstellt aber implizit bestimmte Entwicklungen. So erfolgen die Simulationen der Stromversorgung anhand des REMix-Modells unter Berücksichtigung des europäischen Auslands sowie von Teilen Nordafrikas. Dabei gehen die Autoren der Leitstudie davon aus, dass sich die europäischen Länder in einem „Gleichklang des Transformationsprozesses befinden“ und „vergleichbare Szenarien des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung“ in Europa eintreten.

Eine weitere wichtige Annahme ist der massive Ausbau des europäischen Verbundnetzes mit einer einhergehenden Integration der Märkte. Durch den Import von EE-Strom aus dem europäischen Verbund soll ein wesentlicher Beitrag zur Schließung der „Deckungslücke“, also der Differenz aus Last und verfügbarer Leistung im Inland, geleistet werden. Mit Hinblick auf stark divergierende Energiekonzepte der europäischen Länder und den schleppenden Ausbau der Stromnetze sind dies sicherlich optimistische Annahmen.

Des Weiteren wird in dem Kapitel zu den ökonomischen Wirkungen als Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate mit Hinweis auf die Literatur [14] ein Wert von 70 €/t CO<sub>2</sub> unterstellt. Dieser Wert beruht aber auf bestimmten Annahmen über die gesellschaftliche Diskontrate und die Existenz eines weltweiten Emissionshandelssystems. Wenn sich im Ausland andere Werte und Leitbilder durchsetzen oder aufgrund mangelnder

Kooperation kein weltweites Emissionshandelssystem zustande kommt, sind andere Preisniveaus zu erwarten.

### Akteure, Verhalten, Institutionen

Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf den Energiemärkten wird von den Entscheidungen unterschiedlicher Akteure, deren Verhalten und dem Einfluss bestimmter Institutionen geprägt. Die Leitstudie 2011 geht auf diese Punkte nur teilweise ein. Sie sucht vor allem nach technischen Problemlösungen. Veränderungen im Verhalten von Verbrauchern und anderen Akteuren werden dagegen kaum thematisiert. So wird bspw. in allen Szenarien ein konstanter Zusammenhang zwischen Fahrzeugkilometern und Personenkilometern unterstellt, d. h. die Personenbesetzungszahl wird nicht variiert. Es ist jedoch denkbar, dass durch verändertes Verhalten (bspw. die vermehrte Bildung von Fahrgemeinschaften) diese Zahl steigt. Eine Zunahme der Personenbesetzungszahl um 10 % würde – ceteris paribus – eine Reduzierung des Energieverbrauchs um 10 % bewirken. Entwicklungen solcher Art spielen in der Leitstudie, die sich stark auf technologische Maßnahmen konzentriert, keine bedeutende Rolle.

### Maßnahmen

Zu einem aussagekräftigen Szenario gehört nicht nur die Beschreibung einer zukünftigen Entwicklung sondern auch der technischen und politischen Maßnahmen, die für das Eintreten dieser Entwicklung implementiert werden müssen. Die Leitstudie geht davon aus, dass in den drei Sektoren Haushalte, Industrie und GHD noch große wirtschaftliche Effizienzpotenziale erschließbar seien [15]. Im Strombereich werden dabei die im Energiekonzept genannten Effizienzmaßnahmen als geeignet bezeichnet, den Stromverbrauch deutlich zu reduzieren, insbesondere mittels des Energieeffizienzfonds, der Ökodesign-Richtlinie der EU sowie weiterer ordnungspolitischer Maßnahmen.

Wo genau die Einsparungen und Effizienzsteigerungen stattfinden können und mit welchen Kosten dies verbunden ist, wird nicht konkretisiert (im Industriesektor wird

gleichwohl auf externe Studien verwiesen). Bei der Betrachtung der systemanalytischen Differenzkosten werden zwar jährliche Kapitalkosten von 40 Mrd. €/a für Effizienzinvestitionen ausgewiesen, jedoch ist die Systemgrenze der Differenzkostenbetrachtung laut Autoren die Erzeugungsebene, was hieße, dass Kosten für Effizienzgewinne auf der Nachfrageseite gar nicht berücksichtigt werden.

Der zur Erreichung der Ziele des Energiekonzeptes erforderliche Strukturwandel im Wärmemarkt zeigt sich nach der Aussage der Autoren am klarsten im Raumwärmesektor, „der für eine signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von Wärme und Kälte unabdingbar ist“ [16]. Durch deutliche Effizienzsteigerungen sowie die vermehrte Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien können in den Szenarien die Ziele zur Reduzierung des Wärmebedarfs bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 und des Primär- und Wärmebedarfs um 80 % bis 2050 gegenüber 1990 erzielt werden.

Dabei werden wesentliche Elemente der Effizienzstrategie in der umfassenden energetischen Sanierung des Gebäudebestands unter Einbeziehung der Modernisierung des Heizungssystems und der weiteren Verschärfung der Anforderungen an die Energiestandards im Neubaubereich gesehen. Der verbleibende Energiebedarf ist überwiegend durch regenerative Energien zu decken. Dabei wird von den Autoren darauf hingewiesen, dass zur Realisierung des Energiekonzeptes eine Verknüpfung der Anforderungen an energetische Sanierungen mit Zielsetzungen zum Einsatz von Erneuerbaren zunehmend erforderlich ist.

Die Entwicklung des Verkehrsaufkommens wird weitgehend per Annahme vorgegeben. So wird etwa angenommen, dass die Güterverkehrsleistung wesentlich schneller wächst als das BIP, ohne dies mit einer Modellierung oder statistischen Auswertung bestehender Trends zu untermauern. Hinsichtlich des Gütertransports auf der Schiene wird angenommen, „dass sich die Güterverkehrsleistung der Bahn verdoppeln lässt, wenn rechtzeitig die dazu erforderlichen Infrastrukturinvestitionen getätigt werden“

[17]. Nicht erläutert wird, wer die Entscheidung über diese Investitionen tätigt und wie sie zu finanzieren sind. Auch die dafür zu treffenden Maßnahmen (Enteignung von Grundstücken beim Bau von neuen Strecken?) werden nicht diskutiert.

## Nachhaltigkeitskonzept

Bei einer Reihe von Energieszenarien fehlt ein klares Nachhaltigkeitskonzept als Bewertungsgrundlage; stattdessen liegt der Fokus im Wesentlichen auf der Reduktion der klimaschädlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen, wohingegen andere Aspekte der Nachhaltigkeit wie soziale Aspekte oder wirtschaftliche Folgen weitgehend ausgeklammert werden [1]. Ein ambitionierter Umbau der Energieversorgung, wie er in der Leitstudie 2011 beschrieben wird, geht jedoch möglicherweise mit erheblichen Auswirkungen auf die Wirtschaft einher, die wiederum soziale Folgen haben können, wenn bspw. manchen Bevölkerungsgruppen der Zugang zu Energie mangels ausreichender Kaufkraft erschwert wird.

Die Autoren der Leitstudie 2011 haben die Bedeutung dieses Themas erkannt und ein Kapitel über die „ökonomischen Wirkungen des Umbaus der Energieversorgung“ verfasst. Dieses Kapitel konzentriert sich weitgehend auf die „systemanalytischen Differenzkosten“ eines Energiesystems mit einem hohen Anteil von EE im Vergleich zu einem eher traditionellen (d. h. fossil dominierten) Energiesystem. Unter bestimmten Annahmen über die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Technologien, die Brennstoffpreise sowie die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate kommt die Leitstudie 2011 zu dem Ergebnis, dass die Energieversorgung mit hohem EE-Anteil anfangs mit höheren Kosten verbunden ist, aber ab einem bestimmten Zeitpunkt (etwa 2030) günstiger ist als eine Energieversorgung mit geringem EE-Anteil.

Aus ökonomischer Perspektive ist allerdings festzustellen, dass die makroökonomischen Effekte des EE-Ausbaus nicht hinreichend analysiert werden. Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) geht per Annahme als exogene Größe in die Szenarien ein; damit ist eine Analyse der Auswirkungen auf die makroökonomische Entwicklung (Wachstum, Beschäftigung)

praktisch nicht möglich. Es spricht jedoch einiges dafür, dass der EE-Ausbau durchaus solche Effekte erzeugt. Die systemanalytischen Differenzkosten betragen 2010 immerhin 12,4 Mrd. € [18], was 0,5 % des BIP entsprach. Wäre dieser Betrag in anderen Bereichen investiert worden, so wäre das BIP möglicherweise höher gewesen.

Eine Vernachlässigung von BIP-Effekten bedeutet nicht zwangsläufig ein „Schönrechnen“ des EE-Ausbaus, weil die Effekte auf das BIP möglicherweise auch positiv sein können. So werden gemäß Leitstudie 2011 „bis zur Jahrhundertmitte“ Importausgaben (d. h. Ausgaben für den Import von fossilen Energieträgern) von „etwa 2 % des dann erwarteten BIP“ vermieden. Wenn Importe im Wert von 2 % des BIP vermieden werden, muss das BIP – ceteris paribus – um 2 % steigen, was aber durch die Vorgabe eines exogenen BIP-Pfades ausgeschlossen ist. In dieser Beziehung bietet die Analyse von EWI et al. mehr Vollständigkeit, weil dort mit Hilfe des INFORGE-Modells die Effekte auf das BIP berechnet werden [19].

Auch bei der Betrachtung der systemanalytischen Differenzkosten wäre ein weitergehender Ansatz wünschenswert; der Fokus liegt etwas einseitig auf den Auswirkungen des EE-Ausbaus im Stromsektor. Die Kosten von Maßnahmen in anderen Bereichen, etwa des aufwendigen Aufbaus einer Infrastruktur für Wasserstoff in Variante A, werden nicht in die Kostenanalyse einbezogen. Auch die Effekte der Maßnahmen im Gebäudesektor (Energieeffizienz, Raumwärme) werden nicht quantifiziert. Hier hätte man z. B. an bestehende Analysen zu den ökonomischen Wirkungen der Gebäudesanierung [19] anknüpfen können.

Positiv ist festzustellen, dass die Leitstudie 2011 im Gegensatz zu ihren Vorgängern ein Kapitel zum Thema „Versorgungssicherheit“, das ebenfalls einen wesentlichen Aspekt der Nachhaltigkeit darstellen kann, enthält.

## Die Konzeption entscheidet über die Perspektive der Studie

Als Ergebnis der Analyse bleibt festzuhalten, dass die Leitstudie 2011 durch die

Berechnung der Bedingungen, die für eine hoch ambitionierte Emissionsminderungsstrategie erfüllt sein müssen, ein wertvolles Werkzeug zur Gestaltung zukünftiger Energiepolitik darstellt, jedoch eine Reihe von wichtigen Fragen offen lässt. Diese Fragen beziehen sich u. a. auf die Durchführbarkeit der unterstellten Maßnahmen und deren Finanzierung. Einige wichtige Annahmen zur Entwicklung von Effizienz und Kosten sind methodisch nicht abgesichert bzw. nicht transparent begründet.

Aus Nachhaltigkeitsperspektive lässt sich feststellen, dass der normative Ansatz der Leitstudie auf einem Nachhaltigkeitsbild, bei dem umweltpolitische Ziele wie z. B. Klimaschutz vor wirtschafts- und sozialpolitischen Zielen Vorrang haben, aufbaut. Dementsprechend wird eine einhundertprozentige Zielerreichung bei Zielen wie CO<sub>2</sub>-Minderung und EE-Ausbau verlangt, die potenziell zum Verfehlen anderer Politikziele führen könnte. Eine Diskussion der Zielerreichungsgrade, der Zielwerte und der Abwägung zwischen unterschiedlichen Zielen findet in der Leitstudie nicht statt. Andere Nachhaltigkeitskonzepte, bei denen wirtschafts- und sozialpolitischen Zielen eine größere Bedeutung zukommt, würden möglicherweise zu anderen Ergebnissen führen.

## Anmerkungen

[1] Kronenberg, T.; Martinsen, D.; Pesch, T.; Sander, M.; Fischer, W.; Hake, J.-Fr.; Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W.: Nachhaltige Energieszenarien für Deutschland: Stand der Literatur und Fragen für zukünftige For-

schungsarbeiten. STE Research Report 13/2011. Forschungszentrum Jülich, 2011.

[2] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2012 (im Folgenden „Leitstudie 2011“).

[3] Nitsch, J.: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas: „Leitstudie 2008“. Untersuchung im Auftrag des BMU. BMU, 2008.

[4] Nitsch, J.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung: Leitszenario 2009. Untersuchung im Auftrag des BMU. BMU, 2009.

[5] DLR; IWES; IFNE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2010. BMU, 2010.

[6] Nitsch, J.: Leitstudie 2007: „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“: Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des BMU. BMU, 2007.

[7] Nitsch, J.; Pregar, T.; Naegler, T.: Erneuerbare in der zukünftigen Energieversorgung – wie sind die Ziele der Energiewende erreichbar? In: „et“, 62. Jg. (2012) Heft 5, S. 30-37.

[8] Öko-Institut & Prognos: Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Studie im Auftrag von WWF Deutschland, Basel/Berlin, 2009.

[9] Prognos; EWI; GWS: Energieszenarien für ein Konzept der Bundesregierung. Studie für das BMWi. Basel, Köln, Osnabrück, 2010.

[10] CONSENTEC: Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMW). 2010.

[11] Deutsche Energie-Agentur (dena): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln, 2005.

[12] Krause, H.; Köppl, W.; Fischer, M.; Hansen, P.; Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W.; Hake, J.-Fr.: Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgelassenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern: Einfluss moderner Gasttechnologien in der häuslichen Energieversorgung auf Effizienz und Umwelt. Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G5/04/09-TP2. Deutscher Verein für Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW), 2011.

[13] „Leitstudie 2011“, Tab. 4-9, S. 133.

[14] Krewitt, W.; Schloman, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das BMU. 2006.

[15] „Leitstudie 2011“, S. 271.

[16] „Leitstudie 2011“, S. 125.

[17] „Leitstudie 2011“, S. 4-5.

[18] „Leitstudie 2011“, S. 29.

[19] Kuckshinrichs, W.; Kronenberg, T.; Hansen, P.: The Social Return on Investment in the Energy Efficiency of Buildings in Germany. In: Energy Policy, 38 Jg. (2010) Heft 8, S. 4317-4329.

*Prof. J.-Fr. Hake, Institutsbereichsleiter, Dr. P. Hansen, Dr. T. Kronenberg, T. Pesch, wissenschaftliche Mitarbeiter, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich t.pesch@fz-juelich.de*

## „Data centres and server rooms going green“ – Internationale Konferenz zu grünen Rechenzentren

Der zunehmende Einsatz leistungsstarker IT-Anwendungen resultiert schon heute in einem ständig wachsenden Energiebedarf öffentlicher und privater Rechenzentren. Mittlerweile beträgt der Anteil des Stromverbrauchs an den IT-Kosten bis zu 20 %. Hier setzt das internationale Projekt PrimeEnergyIT an und unterstützt die Entwicklung des Marktes hin zu einer energieeffizienten IT-Ausstattung.

Auf der internationalen Abschlusskonferenz „Data centres and server rooms going green“ am 13.9.2012 in Berlin werden Projektinhalte und Ergebnisse vorgestellt. Sie bietet eine Plattform für IT- und Beschaffungsmanager, Berater und andere IT-Experten, sich über den aktuellen Stand

auf dem Gebiet Green IT auszutauschen, von Monitoring bis zu Netzwerktechnik und Datenspeichern.

Ein weiterer, wesentlicher Punkt in der Diskussion um angepasste IT-Systeme ist die kosteneffiziente Implementierung der Maßnahmen. Die Anwendung energieeffizienter Technologien und eine nutzungsspezifisch optimierte Hardware ermöglichen Energie- und Kosteneinsparungen von bis zu 50 %. Dieser Schwerpunkt wird bei der Konferenz in einer Paneldiskussion von Experten und Vertretern aus der Industrie debattiert.

Weitere Informationen: <http://www.efficient-datacenter.eu/>