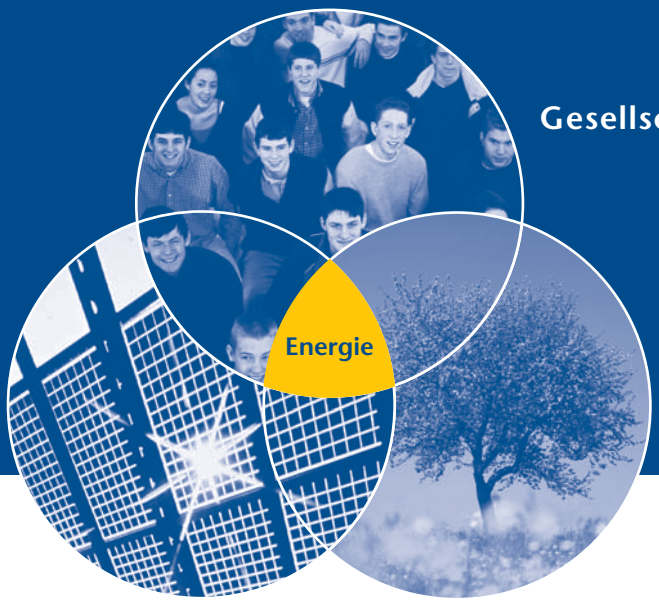
Themen 2006



Forschung und Innovation für eine nachhaltige Energieversorgung

FVS ForschungsVerbund Sonnenenergie

Forschung und Innovation für eine nachhaltige Energieversorgung

Jahrestagung des
ForschungsVerbunds Sonnenenergie

21. - 22. September 2006 in Berlin

FVS Themen 2006

Diese Publikation wurde durch das BMU gefördert.

Inhalt
Themen 2006

FVS ForschungsVerbund Sonnenenergie

Nachhaltigkeit in der Energieversorgung – Überblick und Einführungen

6 Forschungspolitische Strategie und Förderung für eine nachhaltige Energieversorgung
Sigmar Gabriel • Bundesumweltminister

15 Nachhaltige Entwicklung im Spannungsfeld von Energiebedarf und Umweltschutz
Dr. Irene Freudenschuss-Reichl • Leiterin der Sektion für Entwicklungspolitik und -zusammenarbeit im Bundesministerium für Auswärtige Angelegenheiten Österreich

23 Forschung und Innovation im ForschungsVerbund Sonnenenergie
Prof. Dr. Michael Steiner • HMI

27 Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung
Dr. Wolfram Krewitt • DLR
Dr. Joachim Nitsch • DLR
Dr. Ole Langniß • ZSW
Dr. Manfred Fischedick • Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

32 Energiemeteorologie – Das fluktuierende Angebot aus Wind- und Sonnenenergie berechenbar machen
Dr. Detlev Heinemann • Uni Oldenburg
Dr. Bernhard Lange • ISET
Carsten Hoyer-Klick • DLR

Forschung und Innovation für Nachhaltigkeit in der Stromerzeugung

38 Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung – Die erneuerbaren Energien als Gesamtsystem
Dr. Ole Langniß • ZSW
Dr. Wolfram Krewitt • DLR

42 Photovoltaik – Forschung und Verfahrensentwicklung im Zeichen der Nachhaltigkeit
Dr. Hans-Werner Schock • HMI
Dr. Reiner Klenk • HMI
Dr. Ralf Preu • Fraunhofer ISE
Dr. Johann Springer • ZSW
Dr. Jan Schmidt • ISFH
Dr. Wolfhard Beyer • FZ Jülich

47 Solarthermische Kraftwerke – europäische Potenziale kostengünstig erschließen
Prof. Dr. Robert Pitz-Paal • DLR
Dr. Werner Platzer • Fraunhofer ISE

53 Windkraft, Wasserkraft und Meeresenergie – Technik mit sozialer, ökologischer und ökonomischer Akzeptanz
Jochen Bard • ISET

59 Geothermie – Nachhaltige Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung
Dr. Ernst Huenges • GFZ
Dr. Silke Köhler • GFZ
Wolfgang Bogenrieder • Vattenfall Europe Renewable GmbH
Dr. Egbert Broßmann • Vattenfall Europe Renewable GmbH

66 Stromerzeugung aus Biomasse – effizient, dezentral und grundlastfähig
Dr. Bernd Krautkremer • ISET
Dr. Ulrich Zuberbühler • ZSW

Forschung und Innovation für Wärme, Brennstoffe und Speicherung

72 Thermochemische Biomassevergasung zur Poly-Generation von Strom, Wärme und Kraftstoff
Dr. Michael Specht • ZSW
Prof. Dr. Hartmut Spliethoff • ZAE Bayern

77 Solare Brennstoffe – Erzeugung, Nutzungsverfahren und Umwandlungseffizienzen
Dr. Christian Sattler • DLR
Dr. Andreas Bühring • Fraunhofer ISE
Jochen Linßen • FZ Jülich

82 Speicherungstechniken für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung
Dr. Rainer Tamme • DLR
Dr. Andreas Jossen • ZSW
Dr. Hans-Martin Henning • Fraunhofer ISE

Versorgungsstrukturen im Wandel

92 Netzintegration der erneuerbaren Energien – Steuerung der Energieflüsse
Prof. Dr. Peter Zacharias • ISET
Dr. Christof Wittwer • Fraunhofer ISE
Dr. Franz Trieb • DLR
Prof. Dr. Uwe Leprich • IZES

98 Große Solarthermieanlagen: Optimierung der solaren Deckungsrate durch Einbindung in Nahwärmenetze und Wärmespeicher zur
Michael Guigas • Steinbeis Transferzentrum EGS

102 Dezentrale Versorgungssicherheit für den Wohnbereich: Wirtschaftlichkeit durch KWK und ökologische Kriterien
Dr. Günther Ebert • Fraunhofer ISE

108 Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb – Versorgungssicherheit im Wohnbereich
Dr. Christian Bendel • ISET
Dr. David Nestle • ISET

113 Rationelle Energieverwendung und Solares Bauen
Dr. Hans-Peter Ebert • ZAE Bayern
Sebastian Herkel • Fraunhofer ISE

Erneuerbare Energien in Markt, Politik und Gesellschaft

118 Wie nachhaltig ist die deutsche Energieversorgung? Nachhaltigkeit als Steuerungskonzept
Jürgen Friedrich Hake • Forschungszentrum Jülich
Wolfgang Fischer • Forschungszentrum Jülich
Dr. Holger Schlör • Forschungszentrum Jülich

125 Die Vermarktung von Ökostrom im liberalisierten Strommarkt
Dr. Thomas Banning • Naturstrom AG

130 Lernen am Markt – die Bedeutung anwendungsnaher Forschung in gemeinsamer Verantwortung mit der Wirtschaft
Dr. Thomas Schott • ZSW

139 Export erneuerbare Energietechniken – Ländliche Elektrifizierung
Prof. Dr. Peter Zacharias • ISET
Prof. Dr. Jürgen Schmid • ISET
Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries • Universität Magdeburg
Dr. Matthias Vetter • Fraunhofer ISE

144 Erneuerbare Energien und Arbeitsplätze in gesamtwirtschaftlicher Betrachtung
Marlene Kratzat • ZSW
Dr. Ulrike Lehr • DLR

Ausstellung

150 Nachhaltigkeit im Unterricht

Verzeichnisse

156 Standorte der FVS-Mitgliedsinstitute

157 Adressen der FVS-Mitgliedsinstitute

158 Impressum

Nachhaltigkeit in der Energieversorgung – Überblick und Einführungen

- Forschungspolitische Strategie und Förderung für eine nachhaltige Energieversorgung
- Nachhaltige Entwicklung im Spannungsfeld von Energiebedarf und Umweltschutz
- Forschung und Innovation im ForschungsVerbund Sonnenenergie
- Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung
- Energiemeteorologie – Das fluktuierende Angebot aus Wind- und Sonnenenergie berechenbar machen

Forschungspolitische Strategie und Förderung für eine nachhaltige Energieversorgung

Bundesminister
Sigmar Gabriel

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Meine Damen und Herren,

nichts wird heißer diskutiert in diesen Wochen und Monaten als die Frage der Klimaprobleme und der Energieversorgung. Am 9. Oktober 2006 findet in Berlin der zweite Energiegipfel satt.

Im April haben wir mit dem ersten Energiegipfel den Startschuss gegeben zu einer Debatte darüber, wie wir zu einer in sich konsistenten Energiepolitik in unserem Land kommen. Denn ich glaube, dass die Menschheit vor zwei zentralen Herausforderungen steht:

Die erste Herausforderung mündet in die Frage: Wie versorgen wir diese Welt mit Energie? Woher kommen die Rohstoffe dafür? 1,8 Mrd. Menschen auf dieser Erde haben schon heute keinen Zugang zur Energie und leiden bitterste Armut. Daneben gibt es ein Anwachsen der Weltbevölkerung von derzeit 6,5 Mrd. Menschen auf demnächst 9 Mrd. in 2050. Auch diese Menschen wollen Zugang zur Energie haben und diejenigen, die heute in relativer Armut leben, wollen ihren Lebensstandard verbessern.

Natürlich sind erneuerbare Energien eine der ganz zentralen Antworten darauf. Sie finden überall auf der Welt in unterschiedlicher Zusammensetzung immer mindestens eine der vorhandenen erneuerbaren Energien – ob Sonne, Wasser, Geothermie, Wind oder Biomasse.

China hat erklärt, dass es bis zum Jahr 2020 den Lebensstandard der Chinesinnen und Chinesen verdoppeln will. Das ist gemessen am Lebensstandard in einer Westprovinz Chinas nicht besonders viel, weil die Leute dort sehr arm sind. Aber gemessen an 1,3 Mrd. Menschen ist es doch eine ganze Menge. Das heißt, man hat eine gewaltige Nachfragesteigerung nach Energie bei begrenzten fossilen Rohstoffen mit den entsprechenden Entwicklungen auf der Preisseite. Es gibt Umweltpolitiker, die sagen: „Energie kann nicht teuer genug sein“, weil erstens dadurch die erneuerbare Energien wirtschaftlicher werden und weil man zweitens dann nicht so verschwenderisch damit umgeht. Aber man darf andererseits auch nicht unterschätzen, was es bedeutet, wenn Menschen mit einem mittleren Einkommen immer mehr für die warme Wohnung ausgeben müssen oder für die Tankfüllung, um zum Arbeitsplatz zu kommen. Das ist schon aufgrund der Einkommensdisparität in unserem Land für viele Menschen ein erhebliches Problem. Aber es trifft andere Länder noch viel stärker. Wenn die Energiepreisentwicklung ungebremst so weiter geht, ist sie katastrophal für die Länder, die heute Entwicklungshilfe brauchen. Zur Zeit wird die gesamte Entwicklungshilfe, die für Afrika zur Verfügung gestellt wird, „aufgefressen“ durch die steigenden Ölpreise. Der deutsche Steuerzahler zahlt eigentlich Entwicklungshilfe, um den Ärmsten der Armen zu helfen. Tatsache ist aber, dass er derzeit den Reichsten der Welt hilft, noch reicher zu werden.

Wie können wir derartige Probleme lösen?

Die zweite riesige Herausforderung, die damit untrennbar verbunden ist und jeden betrifft, ist „Wie schützen wir unser Klima?“ Wir haben heute bereits eine dramatische Entwicklung bei 0,6/0,7 Grad Erwärmung gegenüber der vorindustriellen Zeit, die bei uns dazu führt, dass der letzte deutsche Gletscher im Jahr 2020 verschwunden sein wird – auf der Zugspitze.

Viel dramatischer ist es aber in den Ländern, die nichts für den Klimawandel können. Das Unfaire ist, das beispielsweise die Völker Afrikas, viel stärker unter dem Klimawandel zu leiden haben, obwohl sie ihn nicht verursacht haben. Die Folgen können wir täglich in den Nachrichten sehen: Ausbreitung von Wüsten, Dürre, Entwaldung. Die Flüchtlingsbewegungen an der

Küste Nordafrikas, die wir jetzt erleben, sind ein leiser Hauch dessen, was noch kommen wird, wenn es so weitergeht. Denn stellen Sie sich vor, was das für die Trinkwasserversorgung in Asien bedeuten würde, wenn die Gletscher des Himalajas schmelzen.

Nachhaltigkeit ist auch ein Kriterium für die Politik

Die Frage ist: Wie gehen wir mit den Herausforderungen um? Wie können wir die Energieversorgung sicherstellen und wie können wir den Klimawandeln stoppen? Bisher sind wir noch weit von dem Ziel entfernt, die Erderwärmung bis zum Jahre 2100 unter 2 Grad zu halten. 2100 hört sich vielleicht weit weg an, aber unsere Enkel werden das vermutlich schon erleben.

Die eigentliche Herausforderung in der Beantwortung der Frage besteht darin, beides zu leisten: Energieversorgung und Klimaschutz. Damit sind wir wieder beim Energiegipfel.

In drei Arbeitsgruppen haben Vertreter der Bundesregierung gemeinsam mit Akteuren aus Wirtschaft und Gesellschaft Konzepte und Strategien erarbeitet. Auf dieser Grundlage wollen wir am 9. Oktober einen deutlichen Schritt weiterkommen. Denn es geht auch um die Frage, wie wir uns mit unserer Politik in die Europäische Union und in den internationalen Prozess der Energiepolitik weltweit einbinden.

Wenn wir mehr investieren wollen in Forschung und Entwicklung für Energieeffizienz und für erneuerbare Energien, dann müssen wir vorher eine gesellschaftliche Mehrheit dafür haben. Doch die öffentliche Debatte leidet generell unter einer Geringschätzung zukünftiger Güter. Die Frage, wie wir eigentlich mit dem umgehen, was schon in einigen Jahren für uns selber enorm wichtig werden wird – und allemal für unsere Kinder und Enkelkinder – ist etwas, was in der politischen und der wirtschaftlichen Debatte und auch in der ökologischen Debatte oft gering geschätzt wird. So dass häufig das Handeln eben doch nach dem Sprichwort läuft „Das Hemd ist uns näher als der Rock“. Wir brauchen in der Gesellschaft eine Diskussion, in deren Ergebnis sich dann auch Mittelverteilungen ändern, politische Beschlüsse sich neu ausrichten und Gesetze neu formuliert werden. Wir brauchen eine Diskussion, die klarer macht, dass das, was da noch so weit entfernt scheint, Ihr eigenes Leben, sicher aber das Ihrer Kinder und Ihrer Enkelkinder ganz enorm beeinflussen wird.

Meine Damen und Herren, diese Themen betreffen uns also alle. Meistens aber ist uns gar nicht klar, wie abhängig wir von Strom, Wärme oder Treibstoffen sind – so selbstverständlich erscheint ihre permanente Verfügbarkeit. Nur wenn etwas schief läuft, wird uns bewusst, wie sehr wir am Tropf hängen. Wir merken es aber, wenn die Preise für Strom, Gas, Heizöl oder Benzin wieder einmal steigen. Oder denken Sie nur an den mehrtägigen Stromausfall im Münsterland im letzten Winter. In solchen Situationen spüren wir: Energie ist das Lebenselixier unserer modernen Gesellschaft. Und sie ist Motor unseres wirtschaftlichen Fortschritts.

Deshalb muss die Energieversorgung der Zukunft zwei Dinge erfüllen:

- Sie muss sowohl verlässlich und bezahlbar sein
- als auch klimafreundlich und nachhaltig.

Weltweit wird der Energiebedarf weiter steigen. Der Kampf um die knapper werdenden Ressourcen Öl und Gas ist längst entbrannt. Deutschland und die meisten europäischen Länder sind in hohem Maße abhängig von Energieimporten aus politisch instabilen Regionen. Es ist höchste Zeit, in Alternativen zu investieren.

Dabei ist für mich ganz klar: Auf dem Weg zur klimafreundlichen Energieversorgung ist die Atomkraft keine Alternative. Der Unfall im schwedischen Kernkraftwerk Forsmark hat wieder einmal gezeigt: Die Nutzung der Atomkraft ist auf Dauer nicht verantwortbar. Und ich halte es für eine schwierige Wahl zwischen den Gefahren der Radioaktivität und der CO_2-Zerstörung wählen zu müssen. Es ist ein bisschen wie die Wahl zwischen Pest und Cholera. Und ich finde, dass die eigentliche Aufgabe ist, gesund zu werden und nicht zwischen zwei Krankheiten zu wählen.

Ich glaube, um Herrn Asbeck zu zitieren, dass es interessanter ist, sich über die Restlaufzeit der Sonne, die immerhin 4 Mrd. Jahre beträgt, Gedanken zu machen als über die Restlaufzeit von Kernkraftwerken.
Die Bundesregierung hält am Atomausstieg fest, wie im Koalitionsvertrag festgeschrieben.

Energieverbrauch senken – Energieeffizienz steigern

Unsere Antwort auf die Herausforderungen Klimaschutz und Versorgungssicherheit ist eine Doppelstrategie:

- Wir müssen die Energieeffizienz massiv steigern, bzw. den Energieverbrauch senken und
- Wir müssen die erneuerbaren Energien konsequent ausbauen.

Zunächst einmal geht es darum, den Energieverbrauch massiv zu senken. Die günstigste, sicherste und umweltfreundlichste Energie ist die, die man gar nicht erst braucht. Und davon gibt es reichlich. Energieeffiziente Technologien sind der Schlüssel zur Nutzung dieser „Energiequelle“. Deutschland befindet sich hierbei in einer guten Ausgangsposition. Wir nehmen international eine Spitzenstellung bei der effizienten Nutzung von Energie ein. Und wir verfügen über ein hohes Know-how.

Aber auch wir können noch viel Energie einsparen:

- Noch immer laufen bei uns Kraftwerke aus den 50er Jahren. Sie haben Wirkungsgrade von gerade mal 30 %.
- Ein weiteres Beispiel sind unsere Wohnungen. Mehr als drei Viertel aller Wohngebäude sind über 25 Jahre alt. Durch konsequente Sanierung kann bei Altbauten die Hälfte des Energieverbrauchs oder gar mehr eingespart werden.

Solche Beispiele gibt es in Hülle und Fülle.
Die Bundesregierung will die Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 verdoppeln. Dies bedeutet, dass im Jahr 2020 pro Einheit Bruttosozialprodukt nur halb so viel Energie verbraucht werden soll wie im Jahr 1990. Dieses Ziel wollen wir gemeinsam mit der Wirtschaft und anderen Akteuren erreichen. Mir ist bewusst, dass dieses Ziel sehr ambitioniert ist.

Um das Energieangebot effizienter zu gestalten, müssen wir unseren Kraftwerkspark modernisieren und die Kraft-Wärme-Kopplung ausbauen. Mit dem Emissionshandel setzen wir dafür wirksame Anreize.

Noch wichtiger ist für mich die Nachfrageseite. Sie wurde in der Vergangenheit zu wenig beachtet. Zwei Drittel der deutschen strombetriebenen Anlagen in unserer Industrie haben nicht einmal eine Drehstromregelung, mal ganz abgesehen von den Stand-by-Schaltungen. Ich finde es erstaunlich, dass keinem auffällt, das die Hersteller zwar 10 Cent für den Knopf zum Ausschalten sparen aber wir das dann über den Strompreis zahlen müssen.

Auf dem zweiten Energiegipfel der Bundesregierung werden wir uns mit einem eigenen Energieeffizienzprogramm befassen und uns auf einen Aktionsplan Energieeffizienz verständigen.
Er wird Maßnahmen für die Angebots- und die Nachfrageseite enthalten.

Im Gebäudebereich haben wir bereits Akzente gesetzt. Die Mittel für das CO_2-Gebäudesanierungsprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) wurden verdreifacht. Einen zusätzlichen Schub wird die Weiterentwicklung der Energieeinsparverordnung bringen.

Außerdem können wir unseren Stromverbrauch noch drastisch senken. Ob in industriellen Prozessen, bei Kühlschränken, Computern oder der Beleuchtung – überall können mit vorhandenen Technologien erhebliche Einsparungen erreicht werden.

Diese Maßnahmen sparen nicht nur Energie, sondern auch bares Geld. Sie rechnen sich. Vielen Verbrauchern ist das gar nicht bewusst. Die verstärkte Information und Beratung der Verbraucher ist daher ein wichtiges Element des Aktionsprogramms Energieeffizienz.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Die zweite Säule unserer Doppelstrategie bilden die erneuerbaren Energien. Es sind weitestgehend heimische Energien. Wir müssen sie nicht importieren. Und sie emittieren keine Treibhausgase. Durch ihren Einsatz konnten 2005 rund 84 Millionen Tonnen Kohlendioxid in Deutschland eingespart werden. Es gibt also viele gute Gründe, die erneuerbaren Energien auszubauen.

Auch hierfür hat die Bundesregierung anspruchsvolle Ziele gesetzt: Bis 2020 sollen mindestens 20 % des Strombedarfs und mindestens 10 % des Gesamtenergiebedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Vielleicht schaffen wir auch 25 % des Strombedarfs. Bis 2050 wollen wir die Hälfte des Energieverbrauchs erneuerbar decken. Das sind Riesenziele, die nicht einfach zu erreichen sind. Wir sind damit übrigens auf diesem Weg der Umstellung weltweit führend.

Die Erfolgsgeschichte der erneuerbaren Energien in Deutschland verdanken wir vor allem dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Das ist ein richtiger Quantensprung. Mit dem EEG haben wir ein überaus effizientes und erfolgreiches Markteinführungsinstrument geschaffen. Und es ist mehr als ein Markteinführungsprogramm. Wir haben damit eine Industrieentwicklung in Gang gesetzt. Die darin verankerte Abnahmegarantie und die festen Mindestvergütungen über 20 Jahre schaffen Planungs- und Investitionssicherheit für Herstellerfirmen, Anlageninvestoren und Kreditinstitute. Im Koalitionsvertrag steht, dass wir das EEG in seiner Grundstruktur weiterführen werden. Daran halten wir uns. 2007 werden wir die Vergütungssätze überprüfen. Danach entscheiden wir, ob die Vergütungen ab 2008 angepasst werden.

Genauso wichtig wie die Stromerzeugung ist der Wärmemarkt. Hier haben die erneuerbaren Energien ein noch großes ungenutztes Potenzial. Daher wird dieser Bereich zu Recht als „schlafender Riese“ bezeichnet. Langfristig kann etwa die Hälfte des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden.
50 bis 54 % des Energieverbrauchs eines Haushaltes dienen der Wärmeenergie und bei den Gebäuden, die vor der Wärmeschutzverordnung von 1978 gebaut wurden, strahlt mindestens ein Drittel durch die Wände ab und der Rest geht durch den Schornstein. Das heißt, da haben Sie ein Riesenpotenzial zum Thema Energieeffizienz. Deswegen ist dieses Programm der Bundesregierung mit 1,4 Mrd. Euro ein Renner. Damit geben wir Zuschüsse für Leute, die ihre Häuser sanieren und neue Heizungsmodelle einbauen, Solarthermieanlagen nutzen, Pelletheizungen nehmen, Wärmedämmung, neue Fenster. Das Programm ist so gut, das wir schon 350 Mio. € zusätzlich aus dem nächsten Jahr vorziehen mussten, weil der Bedarf gigantisch steigt. Es gibt drei Gewinner:

- das Klima, weil weniger Abgase emittiert werden
- den Verbraucher, weil der weniger Energiekosten tragen muss
- den Arbeitsmarkt, weil neue Arbeitsplätze für Handwerksbetriebe kreiert werden.

Das zeigt, wie wichtig in dem Bereich die Kombination ist von staatlicher Hilfe und Investitionsanreizen im Umweltschutz, wie wichtig das auch für Beschäftigungseffekte ist.

Das Gleiche haben wir auch beim Marktanreizprogramm zur Förderung regenerativer Wärme. Das ist um fast 40 Mio. Euro besser ausgestattet als in der Vergangenheit. Wir diskutieren parallel dazu, wie wir den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, insbesondere die Industrieentwicklung in diesem Bereich vorantreiben können. Aber wir wissen, dass die Kilowattstunde Wärme, die wir erneuerbar produzieren, zur Zeit noch teurer ist als auf fossiler Basis mit Gas.
Wenn Sie in der derzeitigen Debatte durch ein „zweites EEG“, die Energiepreise weiter nach oben bringen, dann ist das Diffamierungspotenzial hoch. Das Richtige zum falschen Zeitpunkt kann auch falsch sein. Mit anderen Worten, dafür muss dann auch zusätzlich Geld aus dem Bundeshaushalt zur Verfügung gestellt werden. Derzeit sucht die Bundesregierung nach dem besten Weg. Im Rahmen eines Konsultationsprozesses haben wir Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen und Verbände befragt. Die Ergebnisse werden wir in Kürze präsentieren.

Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien

Unsere Unterstützung für die erneuerbaren Energien geht über die Markteinführung hinaus. Ein zentrales Anliegen ist mir die Förderung von Innovation und technischem Fortschritt.

Das EEG leistet auch hier einen wichtigen Beitrag. Die jährliche Degression der Vergütung schafft einen äußerst wirksamen Anreiz. Nämlich den, die Kosten permanent zu senken. Dazu brauchen wir technischen Fortschritt.

Technischer Fortschritt fällt nicht wie Manna vom Himmel. Er wird erreicht durch intensive Forschung und Entwicklung. Deutschland nimmt auch hier weltweit eine Spitzenposition ein. Die Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen aus Universitäten, Forschungsinstituten und Unternehmen sind Basis und Garant für unsere technologisch führende Rolle. Dafür möchte ich an dieser Stelle meine aufrichtige Anerkennung aussprechen!

Durch Ihre Visionen, Ihre Neugierde, Ihren Mut und Ihre hohe fachliche Kompetenz gehören Solarzellen und Windräder „made in Germany“ weltweit zur Spitzenklasse. Diese Position müssen wir halten und weiter ausbauen, damit wir auch morgen wettbewerbsfähig sind.

Die Bundesregierung hat daher die Forschungsmittel für erneuerbare Energien erhöht und wird sie in den nächsten Jahren weiter steigern. Im Durchschnitt der letzten vier Jahre flossen 66 Mio. € in die vom BMU geförderten Projekte. 2009 werden wir knapp 100 Mio. € erreichen. Dies bedeutet eine Steigerung um 50 Prozent!

Diese Steigerung konnten wir im Rahmen der High-Tech-Strategie umsetzen, die das Bundeskabinett am 29. August verabschiedet hat. Bis zum Jahr 2009 werden 6 Milliarden € zusätzlich für die Forschung und Verbreitung von Zukunftstechnologien investiert werden. Die Energieforschung ist für mich ein zentraler Bereich der High-Tech-Strategie.

Auf dem Energiegipfel werden wir diskutieren, wie wir ihn weiter stärken können.

Das Bundesumweltministerium fördert Forschung und Entwicklung von erneuerbaren Energien mit klaren Zielen. Diese lauten:

Erstens: Kosten senken
Zweitens: Kosten senken
Und drittens: Kosten senken

Ich wiederhole das nicht umsonst. Klar ist: Die erneuerbaren Energien können ihren Siegeszug nur fortsetzen, wenn sie kontinuierlich billiger werden. Denn: Mit zunehmendem Ausbau steigen auch die Anforderungen an ihre Wirtschaftlichkeit. Erneuerbare Energien werden nicht allein dadurch wettbewerbsfähig, dass Öl, Gas und Kohle teurer werden, sondern vor allem indem sie selbst billiger werden. Wir müssen unseren Beitrag dazu leisten. Und ich denke, dass wir das auch schaffen.

Neue Akzente in der Forschungsförderung

Im Dialog mit Wissenschaft und Wirtschaft, hat das Bundesumweltministerium neue Ziele zur Ausrichtung der Forschungsförderung entwickelt. Diese sind in eine neue Förderbekanntmachung eingeflossen, die heute in Kraft tritt. Mit dieser Förderbekanntmachung setzen wir neue Akzente in der Forschungsförderung. Sie sind zum Teil übergreifend, zum Teil betreffen sie einzelne Technologien.

Ich möchte dabei auf folgende Punkte besonders eingehen:

- Erstens geht es darum, erneuerbare Energien und Einspartechnologien optimal miteinander zu verknüpfen. Ich glaube, dass das auch die Mehrzahl der Wissenschaftler, auch in der Europäischen Union, so sieht. Die Energieeffizienz ist ein zentrales Thema und wir brauchen dafür natürlich Forschung und Entwicklung. Eine erfolgreiche Energiepolitik muss über den berühmten Tellerrand hinausschauen, sie muss „im System denken“. Nehmen wir zum Beispiel ein Einfamilienhaus mit Solaran-

lage. Wir betrachten nicht die Solaranlage allein, sondern wir sehen das gesamte Gebäude. Wir suchen die optimale Kombination von Gas-, Öl- oder Pelletheizung, Solaranlage, intelligenter Dämmung und energiesparender Geräte. Und auch bei der Windenergie geht es um die Frage: Wie kommen wir zu einer systematischen Zusammenarbeit von Stromerzeugung, der Nutzung des Netzes und von Einsparpotenzialen?

- Zweitens geht es uns angesichts des starken Wachstums der erneuerbaren Energien um die Optimierung der Energieversorgungssysteme. Wir müssen die Stromnetze optimieren, damit sie die zunehmenden Mengen beispielsweise an Windstrom überhaupt verkraften können. Wie können wir die Verbraucher in eine solche Optimierung stärker einbinden? Wichtig ist in diesem Zusammenhang natürlich die Weiterentwicklung von Speichertechnologien. Sowohl bei Strom als auch bei Wärme brauchen wir bessere und vor allem deutlich kostengünstigere Speicher.

- Drittens wollen wir noch stärker als bisher die Gewinnung und Nutzung von Wärme berücksichtigen. Auch in der Forschung dürfen wir nicht nur den Strom im Auge haben. Neben Heizwärme geht es dabei auch um Prozesswärme für industrielle Verfahren.

- Viertens müssen wir schon heute an die Technologien von morgen denken. Der Schwerpunkt der Forschungsförderung des Bundesumweltministeriums liegt auf anwendungsorientierten, marktnahen Projekten. Das wird so bleiben. Aber in begrenztem Umfang und mit Beteiligung der Industrie wollen wir auch Zukunftstechnologien fördern. Diese besitzen ein hohes Innovationspotenzial. Sie sind noch nicht marktnah, aber wir sollten, so glaube ich, sie trotzdem weiter verfolgen. Ich denke zum Beispiel an die Kombination von erneuerbaren Energien und Nanotechnologie oder an Mikrospiegel für die solarthermische Stromerzeugung.

- Fünftens wollen wir noch stärker als bisher über Landesgrenzen hinausblicken. Das gilt einerseits für grenzüberschreitende Forschungsprojekte, andererseits für Technologien, deren Anwendungsgebiete vorrangig in anderen Regionen der Welt liegen werden. Wir haben damit schon ganz gute Erfolge erzielt. Zum Beispiel das erste solarthermische Kraftwerk Andasol 1 in Spanien. Es wird das erste solarthermische Kraftwerk in Europa sein. Baubeginn war in diesem Sommer und deutsche Unternehmen sind in erheblichem Umfang daran beteiligt. Das sichert Arbeitsplätze bei uns und gleichzeitig können wir sonnenreichen Ländern helfen, sauberen Strom zu erzeugen und etwas für den Klimaschutz zu tun. Beide Seiten tragen so zum Schutz des Klimas auf unserem gemeinsamen Globus bei. Ich denke auch an Entwicklungsländer. Hier gibt es einen riesigen Nachholbedarf in der Energieversorgung Solar-Home-Systeme für den netzfernen Einsatz oder Meerwasserentsalzungsanlagen mit Solar- oder Windenergie schaffen Entwicklung ohne das Klima zu belasten.

Meine Damen und Herren, wir setzten klare Schwerpunkte bei den einzelnen Technologien der Erneuerbaren:

Photovoltaik

Die Photovoltaik besitzt unter allen erneuerbaren Energien das größte Innovationspotenzial. Bis zum Jahr 2020 wollen wir die Stromgestehungskosten für PV-Strom auf cirka 10 Cent pro Kilowattstunde senken. Derzeit kostet die Kilowattstunde noch über 40 Cent. Dazu wollen wir unter anderem die Wirkungsgrade bei den verschiedenen PV-Technologien deutlich steigern.

Den mit Abstand größten Anteil am Weltmarkt hat nach wie vor die Silizium-Wafer-Technologie. Hier wollen wir unsere Technologieführerschaft sichern und weiter ausbauen. Dazu müssen alle Kostensenkungspotenziale konsequent umgesetzt werden. Zum Beispiel wollen wir bis 2020 den Siliziumbedarf von Wafern von heute 12 auf 5 Tonnen pro Megawatt reduzieren.

Neben der Silicium-Wafer-Technik wächst das Interesse an Dünnschichttechnologien. Diesen wollen wir zum Durchbruch verhelfen.

Windenergie

Die Windenergie ist nach wie vor das Zugpferd der Erneuerbaren-Branche. Deutschland ist Spitzenreiter bei der Stromerzeugung aus Windkraft.

Bei der Windenergie wird ein bisschen zu eindimensional über Offshore geredet. Dahinter steckt der Ärger in weiten Teilen Deutschlands über die vielen „Spargel", die da im Land stehen. Aber ich glaube wir müssen aufpassen, dass wir nicht aus Angst über Onshore zu reden, nur noch über Offshore sprechen. Ich glaube, dass Repowering Onshore mindestens ebenso wichtig ist und viel schneller Ergebnisse bringt. Aber wir sind dort zur Zeit an einem Punkt, wo es Widerstand in den Kommunalparlamenten gibt. Das ist durch den Bund nur sehr schwer zu beeinflussen. Also geht das nur durch Überzeugungsarbeit. Zum Beispiel indem man klar macht, dass man durch das Repowering eine ganz große Anzahl von Windenergieanlagen reduzieren kann, also weniger Anlagen mit höherer Leistung.

Trotzdem wollen wir natürlich das Testfeld für Offshore endlich realisieren. Das ist keine ganz einfache Angelegenheit, aber wir haben ein Riesenpotenzial, gerade an der deutschen Nordseeküste und auch in Teilen der Ostsee. Daher hat die Errichtung eines Testfeldes für Offshore-Windenergieanlagen hohe Priorität. Beim ersten Energiegipfel haben wir hierbei einen Durchbruch erzielt:
Wir werden das Testfeld und begleitende Forschungsprojekte über einen Zeitraum von fünf Jahren mit rund 50 Millionen Euro unterstützen. Ich bin davon überzeugt, dass wir damit einen entscheidenden Schritt zur Erschließung der enormen Offshore-Potenziale machen.

Schwerpunkte der Windenergieforschung sind außerdem: die Integration des Windstroms ins Strom-Netz und die ökologische Begleitforschung. Mir ist es ein großes Anliegen, dass der Ausbau der Windenergie umwelt- und naturverträglich erfolgt.

Geothermie

Bisher nutzen wir diese Energieform zu wenig. Daher gibt es kaum belastbare Aussagen über das mittel- bis langfristig wirtschaftlich nutzbare Potenzial. Wir brauchen mehr Kenntnisse über das, was wirklich möglich ist. Und wir brauchen Erfahrung. Die sammeln wir in Demonstrationsprojekten an Standorten mit unterschiedlichen geologischen Formationen. Daher fördern wir Projekte wie Groß Schönebeck oder Landau.

Neben den Demonstrationsprojekten geht es auch darum, das Fündigkeitsrisiko zu senken. Beispielsweise durch bessere Explorationstechniken und Informationssysteme. Durch technologische Weiterentwicklung werden wir für die Erschließung und Nutzung der Geothermie die Kosten senken.

Biomasse

Wir brauchen für die Biomasse eine Strategie, bei der Sie als Wissenschaftler, Ingenieure und Techniker gefragt sind:

- Wie erzeugen wir synthetische Kraftstoffe?
- Welche Raffinerieprozesse brauchen wir auf der Basis nachwachsender Rohstoffe?
- Wie können wir die gesamte Pflanze, im Grunde jedes organische Produkt, nutzen, um biologische Kraftstoffe zu erzeugen, die dann nicht mehr 400 Inhaltsstoffe haben, sondern nur noch 12. Biogene Kraftstoffe, die Sie dem normalen Benzin beimischen können und die definierte Qualitäten liefern – eine industrielle Strategie zum Ersatz von Öl mit einer Reduktion von CO_2 um 90 %.

Was und wie sie staatlich zu fördern sind, entscheidet über die Frage, wohin die Kapitalströme fließen. Dabei ist es nicht so sehr die Frage, in welchem Ministerium das läuft, sondernwelche Interessen vertreten werden. Wollen Sie eine in-dustrielle Strategie haben, die Ihnen ermöglicht, weg vom Öl zu kommen oder wollen Sie eine zweite Form der Landwirtschaftssubvention organisieren? Und ich glaube, dass die einzige Chance darin besteht, den Bereich nachwachsende Rohstoffe als industrielle Strategie betreiben. Es geht darum, Industriepolitik mit ökologischem Anliegen zu koppeln, den Scheinwiderspruch zwischen Ökonomie und Ökologie zu überwinden.

Niedertemperatur-Solarthermie

Im Bereich der Niedertemperatur-Solarthermie haben wir in den letzten Jahren umfangreiche Demonstrationsvorhaben gefördert. Diese Projekte haben eine große „Leuchtturmwirkung". Wir werden die Unterstützung der Demonstrationsprojekte fortsetzen.

Darüber hinaus werden wir künftig verstärkt Forschungsprojekte fördern. Bei Solarkollektoren müssen wir die Effizienz deutlich steigern, um die Kosten weiter zu senken. Zudem wollen wir neue Anwendungsgebiete erschließen: solares Heizen und Kühlen sowie solare Prozesswärme.

Gerade bei der Solarthermie kommt es auf einen systemorientierten Ansatz an. Wir wollen nicht nur den Kollektor optimieren, sondern das Gebäude und die Gebäudetechnik insgesamt.

Solarthermische Kraftwerke

Auf zunehmendes Interesse stoßen solarthermische Kraftwerke. Deutschland hatte hier vor einigen Jahren die Forschungsförderung drastisch zurückgefahren. Das Bundesumweltministerium hat dies revidiert.
Mit Erfolg: In Spanien und den USA werden die ersten Projekte realisiert. Deutsche Firmen sind maßgeblich daran beteiligt. Wir werden die Weiterentwicklung dieser Technologie weiterhin fördern und so unseren Technologievorsprung sichern. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Parabolrinne. Mit dem Solarturm in Jülich wollen wir aber auch die Turm-Technologie voranbringen.

Mit der Veröffentlichung der neuen Förderbekanntmachungen wollen wir die Forschungsförderung noch effektiver und effizienter machen. Wichtig dafür ist ein rascher Transfer der Forschungsergebnisse in den Markt. Am besten wird das durch Vorhaben gewährleistet, in denen Forschungseinrichtungen und Unternehmen unmittelbar zusammenarbeiten. So ist sichergestellt, dass sich die Projekte am konkreten Bedarf orientieren und die Ergebnisse auch unmittelbar genutzt werden können.
Ein wichtiges Förderkriterium ist daher die Beteiligung von Unternehmen an einem Forschungsvorhaben. Natürlich werden aber auch weiterhin grundlagennahe Projekte an Hochschulen und Instituten ohne Industriebeteiligung möglich sein.

Nachhaltigkeit als Kriterium für die Wirtschaft

Die Branche der erneuerbaren Energien ist inzwischen zu einem wirklichen Wirtschaftsfaktor geworden. Aber klar ist auch, dass die erneuerbaren Energien ihren Siegeszug nur fortsetzen können, wenn sie kontinuierlich wirtschaftlicher werden.

Die Solarindustrie ist ein gutes Beispiel dafür. Wir haben einen Riesenboom, den wir auch wollen. Aber wir werden Anfang des kommenden Jahres mit der Solarindustrie über die Frage reden, wie gehen wir eigentlich damit um, dass wir ein relativ geringes Potenzial an Sonnenstunden haben, die Solarzellen auch durchaus jedes Jahr 4-5 % wirtschaftlicher werden in der Photovoltaik, aber gleichzeitig das Wachstum durch die Förderung des Marktes durch das EEG so groß ist, dass die über den Strompreis zu entrichtenden Mittel in den kommenden Jahren auf etwa 3 Mrd. Euro anwachsen könnten. Ich glaube, dass das ein kritischer Punkt ist, über den wir offen reden müssen. Können wir es uns leisten über eine ganz bestimmte Struktur der Förderung, alleine durch das Wachstum des Marktes, in eine Größenordnung der Förderung über das EEG zu kommen, die mit Sicherheit zu öffentlichen Diskussionen führen wird? Oder müssen wir nicht schauen, wie wir schneller zur Wirtschaftlichkeit kommen? Müssen wir da mehr investieren? Oder müssen wir möglicherweise mit der Industrie reden, welche eigenen Spielräume sie hat?

Wir wollen diese Fragen mit der Solarbranche diskutieren, nicht gegen sie, dass ist meine Zusage. An der Förderung des EEGs wird sich in seiner Struktur nichts ändern. Das ist in der Koalitionsvereinbarung abgesichert.

Alles andere wäre eine Katastrophe für die Branche und würde uns auch am Arbeitsmarkt dramatische Konsequenzen bescheren und uns aus einem Zweig herausnehmen, wo wir

weltweit führend sind. Denn die Unternehmen setzten mit regenerativen Energien im Jahr 2005 16,4 Mrd. Euro um in unserem Land, und sie sichern damit 170.000 Arbeitsplätze – Tendenz steigend. In Sachsen-Anhalt, in Thalheim und Bitterfeld, in einer Region, wo ausschließlich Jobs verloren gegangen sind, gibt es inzwischen weit über 1.000 Arbeitsplätze im Bereich der Photovoltaik.

Auch durch unsere Forschungsförderung schaffen wir Arbeitsplätze: Die Förderung der angewandten Forschung kommt unmittelbar den in Deutschland ansässigen Unternehmen zugute. Sie können so ihre technologisch führende Position ausbauen.

Nachwuchsförderung

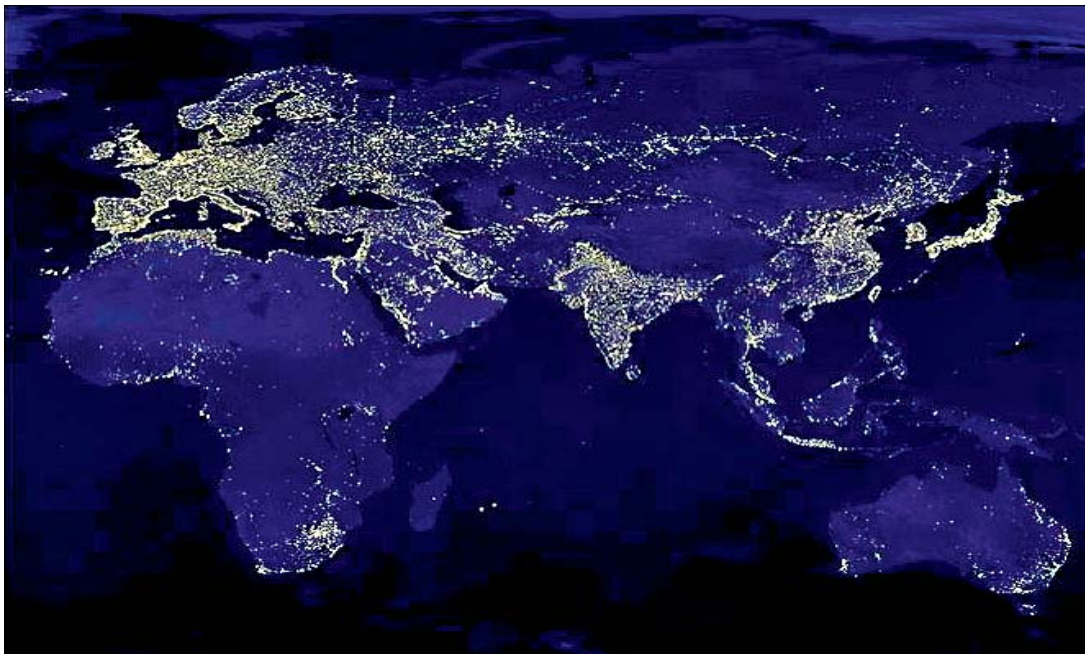
Für besonders wichtig halte ich persönlich die frühzeitige Begeisterung von Kindern und Jugendlichen für erneuerbare Energien. Wir müssen jetzt schon durch geeignete Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen an die Qualifizierung des Nachwuchses im Wachstumsmarkt Erneuerbare denken. Den Organisatoren der begleitenden Ausstellung „Nachhaltigkeit im Unterricht“ spreche ich mein Lob aus: Sie haben ein wichtiges Zukunftsthema erkannt und ansprechend umgesetzt.

Ich glaube, dass die Technologie der erneuerbaren Energien das beste Beispiel ist, wie wir eine intelligente Forschungs- und Industriepolitik verbinden können mit wirtschaftlichem Erfolg, mit Beschäftigungsperspektiven, aber eben auch mit der Lösung riesiger Herausforderungen auf unserem Globus.

Ich danke Ihnen herzlich dafür, dass Sie dabei mithelfen. Denn wir können nur die Forschungsförderung bereitstellen. Die Kompetenz sitzt bei Ihnen.

Und ich danke Ihnen, dass Sie mir zugehört haben. Alles Gute!

Nachhaltige Entwicklung im Spannungsfeld von Energiebedarf und Umweltschutz



Dr. Irene Freudenschuss-Reichl
Österreichisches Bundesministerium für Auswärtige Angelegenheiten
Irene.freudenschuss-reichl@bmaa.gv.at

Abbildung 1
Verteilung der Energie am Beispiel der Lichtabstrahlung in das Weltall

Quelle: Prof. Nebojsa Nakicenovic, IIASA, TU Wien

Vorbemerkung

Die Perspektive dieses Vortrags ist fokussiert auf die Entwicklungszusammenarbeit für den ich derzeit im österreichischen Außenministerium als Generaldirektorin zuständig bin.

I. Das Spannungsfeld

Das Spannungsfeld, das sich zwischen Energiebedarf und Umweltschutz aufbaut, soll in vier Thesen beschreiben werden.

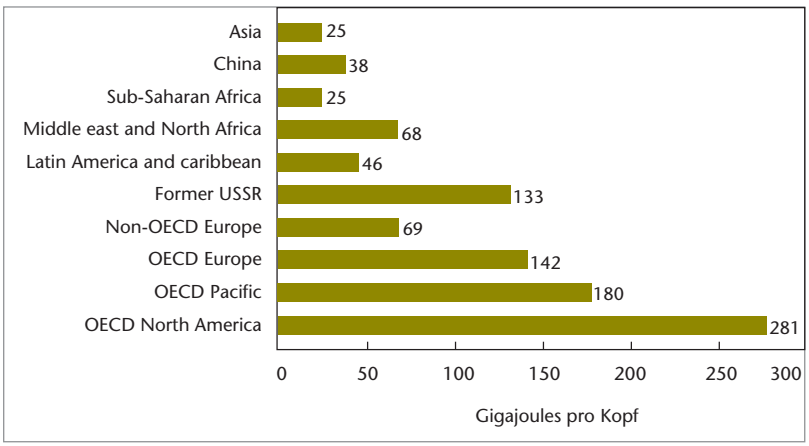
These 1:
Es besteht ein internationaler Konsens, dass die gegenwärtigen Energiesysteme nicht nachhaltig sind.

Die UN-Kommission für Nachhaltige Entwicklung anerkannte bei ihrer 9. Sitzung im Jahre 2001 ausdrücklich, dass die gegenwärtigen Energiesysteme nicht nachhaltig sind:

- Der Energieverbrauch der verschiedenen Regionen ist zu ungleich.
- Rund 2 Mrd. Menschen haben keinen Zugang zu modernen Energiedienstleistungen.
- Die gegenwärtigen Energiesysteme üben eine inakzeptable Belastung auf lokale, regionale und globale Umweltsysteme aus.

Abbildung 2
Unterschiedlicher Pro-Kopf-Energieverbrauch nach Regionen

Quelle: UNDP, World energy Outlook Assessment 2004



Die allgemeine Anerkennung dieser Tatsachen war ein schwer erkämpftes Ergebnis der ersten globalen Energieverhandlungen im Rahmen der Vereinten Nationen. Es stellt wenigstens außer Streit, dass die Dinge so wie sie sind, nicht akzeptabel sind.

These 2:
Die globalen Entwicklungsziele, wie die Millennium-Ziele, sind nur verwirklichbar mit Veränderung der Energie-Situation

Der Weltgipfel über nachhaltige Entwicklung von Johannesburg 2002 betont die Bedeutung der Korrelation zwischen Zugang zu Energie und Armutsbekämpfung. Letztlich sind die Millennium-Ziele *(Abb. 3)* insgesamt nur verwirklichbar, wenn auch die Energie-Situation drastisch verändert und für die betroffenen Armen verbessert wird.

Ohne Energie keine Erreichung der Millenniumsziele

1. Extreme Armut und Hunger beseitigen
2. Grundschulausbildung für alle Kinder gewährleisten
3. Gleichstellung und größeren Einfluss von Frauen fördern
4. Kindersterblichkeit senken
5. Gesundheit von Müttern verbessern
6. HIV/Aids, Malaria und andere Krankheiten bekämpfen
7. Nachhaltige Umwelt gewährleisten
8. Globale Partnerschaft für Entwicklung schaffen

Abbildung 3
Millennium-Ziele für das 21. Jahrhundert

Um den Entwicklungsaspirationen der Entwicklungsländer Rechnung zu tragen, muss der Verbrauch insgesamt und auch der Pro-Kopf-Verbrauch in den armen Ländern steigen.
Es liegt auch an der internationalen Gemeinschaft, durch geeignete Programme der Energie-Kooperation sicherzustellen, dass dies auf eine Art und Weise geschieht, die die Umwelt nicht auf unverantwortliche Weise belastet *(Abb. 4)*.

Nach allen gängigen Vorhersagen wird in den nächsten Jahrzehnten die Nachfrage nach Energie ansteigen, wobei die stärksten Anstiege von

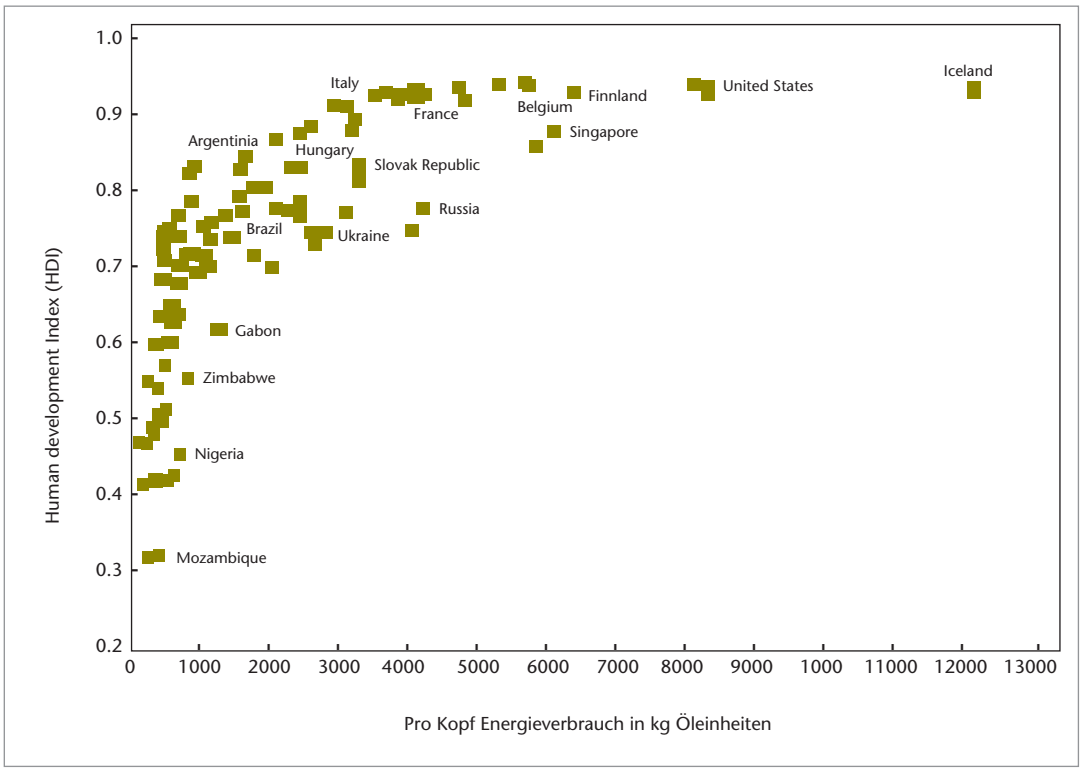


Abbildung 4
Index von Energieverbrauch und menschlicher Entwicklung (HDI – Human Development Index)

den Entwicklungsländern kommen werden. Laut dem Business-As-Usual-Szenario des IEA World Energy Outlooks 2004 wird der globale Energie-Verbrauch zwischen 2002 und 2030 um rund 60% wachsen *(Abb. 5)*. Nach dieser Studie werden die fossilen Brennstoffe rund 80% des globalen Energiemixes im Jahr 2030 ausmachen.

These 3:
Ohne Veränderung unserer Energie-Systeme sind die globalen Umweltziele, wie die Stabilisierung des globalen Weltklimas auf einem Niveau, das Anpassung an die Klimaveränderung erlaubt, nicht verwirklichbar.

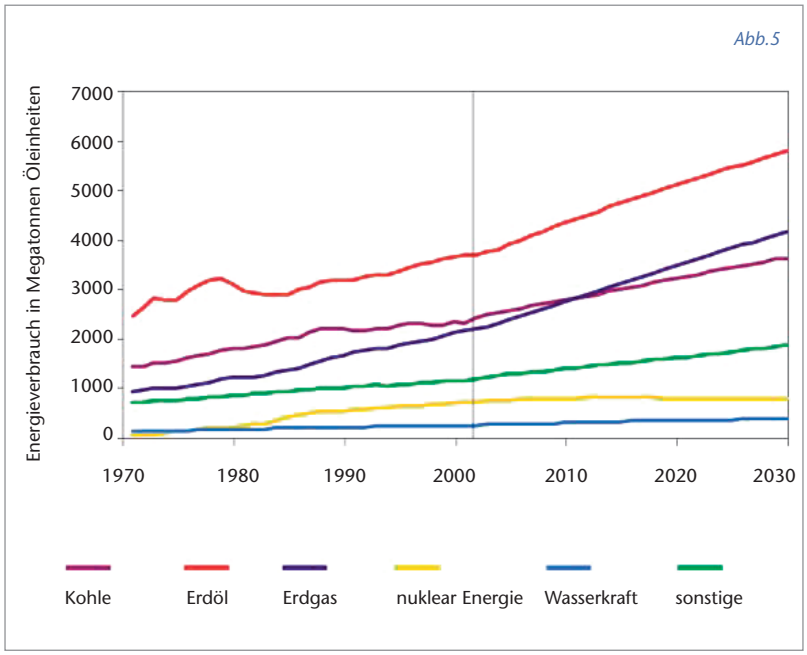
Der vom Weltgipfel 2002 angenommene „Johannesburg Plan of Implementation" Identifiziert die gegenwärtigen Energiegewohnheiten als einen Schlüsselbereich unnachhaltiger Konsum- und Produktionsweisen.

Gemäss der Business-as-Usual Szenarien des World Energy Outlook 2004 würden die CO_2-Emissionen um mehr als 60% wachsen *(Abb. 6)*, was die Verwirklichung der Zielsetzung des Artikels 2 der UN-Rahmenkonvention hinsichtlich der Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen in der Atmosphäre völlig unmöglich machen würde.

Auch ein Alternativ-Szenario der IEA, das sich auf höhere Energie-Effizienz und die Förderung von erneuerbaren Energien konzentriert, würde immer noch zu einem Anstieg der Emissionen um 37% bis zum Jahr 2030 führen, bezogen auf 2002. Hoffnungsfrohere Szenarien, wie das des World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) „Wege in das Jahr 2050: Energie- und Klimawandel"- bieten einen Überblick über mögliche Wege, um die CO_2-Emissionen zu reduzieren. Dieses Szenario, baut zusätzlich zu den markt-basierten Instrumenten (Grenzwerte und Emissionshandel) auf Technologie-Ansätze wie Forschung, Entwicklung und Demonstration.

Konsultationen über die Zukunft des Klimaregimes nach Ende der ersten Verpflichtungsperiode des Emissionsrechtehandels nach dem Kyoto-Protokoll haben bereits begonnen, etwa im Rahmen der Tagung der Unterorgane der Klimakonvention im Mai 2006 in Bonn; oder im Zuge informeller Gespräche wie die Climate Dialogues at Pocantico, animiert vom Pew Center on Global Climate Change im Herbst 2005.

Die Rolle, die die 25 größten Wirtschaften der Welt spielen, inklusive die Entwicklung der erwarteten Emissionen in China, Indien und Brasilien, rückt in allen Aspekten der Energiekooperation immer deutlicher in das Gesichtsfeld der politisch Verantwortlichen, auch wenn es darum geht, einen Nachfolgeprozess für die erste Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls anzudenken.



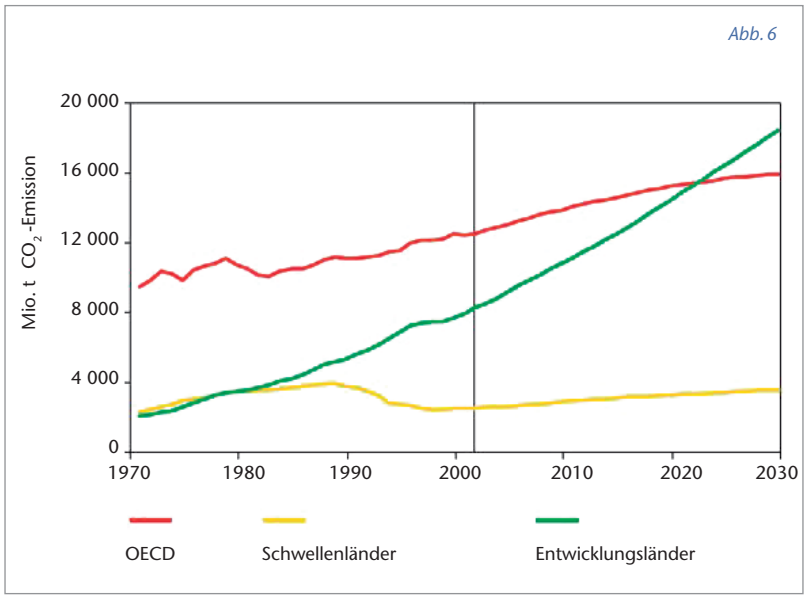


Abbildung 5
Weltenergie bis 2030

Abbildung 6
Weltenergieverbrauch im Verhältnis zur CO_2-Emission verschiedener Regionen

Allgemein betrachtet, sind die Zwischenergebnisse der Emissionsreduktion in den Industriestaaten, inklusive von EU-Staaten (und trotz der politischen Vorreiter-Rolle der EU in den Klimaverhandlungen) unbefriedigend. Denn die Nachfrage nach Strom steigt auch in Industriestaaten z. B. durch:

- Zunahme des Einsatzes von Klimatisierungsanlagen
- Stand-by-Elektronik
- energie-intensive Lebensführung.

These 4:
Das Spannungsfeld zwischen Energiebedarf und Umweltschutz hat sich verschärft seit der erstmaligen Konstatierung 2001, dass die gegenwärtigen Energiesysteme nicht nachhaltig sind.

Beispiele, die diesen Punkt illustrieren:

- Die Irak-Intervention der USA verdeutlicht die Kriegsgefahr im Zusammenhang mit hoher Abhängigkeit von Erdöl.
- Nukleare „Optionen" werden wieder stärker diskutiert – von Europa und den USA, über Indien (Nuklear-Kooperation mit USA), bis zum Iran; trotz ungelöster Endlager-Problematik, trotz ungelöster Sicherheitsfragen; trotz der Gefahr nuklearer Proliferation[1] unter dem Vorwand der friedlichen Nutzung von Kernenergie.
- Ein kletternder bzw. auf hoher Ebene verharrender Ölpreis bewirkt einen Verdrängungswettbwerb von schwächeren Marktteilnehmern.
- Der vielbeschworene „resource curse"[2] ist in voller Effektivität – über kollektive Pariser Club Entscheidungen entschulden wir Kamerun, Irak und nächstens Nigeria, trotz des großen Ressourcenreichtums dieser Länder.

[1] Proliferation bezeichnet die Weiterverbreitung bzw. die Weitergabe von Massenvernichtungswaffen und ihren Trägersystemen von Staaten, die über derartige Technologien verfügen, an andere Staaten, die noch nicht darüber verfügen. Die internationale Staatengemeinschaft versucht, Proliferation durch Abkommen und Überwachung einzudämmen (Atomwaffensperrvertrag, Chemiewaffenkonvention).

[2] "resource curse" benennt das Paradoxon, dass Länder mit einem Überfluss an natürlichen Ressourcen ein geringeres ökonomisches Wachstum haben als Länder ohne diese Ressourcen.

II. Zukunftsfähig leben – Spiritualität und Praxis der Nachhaltigkeit – Handlungsmöglichkeiten für uns

Jeder Einzelne hat Handlungsmöglichkeiten für eine nachhaltige Lebensweise. Individuelle Kauf- und Konsumverzichtsentscheidungen sowie das Geltendmachen von politischen Rechten durch Stimmabgabe bei demokratischen Wahlen oder durch die Beeinflussung des politischen Diskurses werden von unserem politischen Establishment wahrgenommen. Kleine, engagierte Gruppen können oft mehr Einfluss ausüben, als die so genannte „schweigende Mehrheit".

Ein Bereich, der besonders wichtig ist für alles, was mit Nachhaltigkeit zu tun hat, ist der Zeithorizont für politische und wirtschaftliche Entscheidung. Ich denke, wir müssen uns alle mit allen Kräften dafür einsetzen, dass der extrem kurze Zeithorizont, der in Politik (Wahltermin), Wirtschaft (Vierteljahresbilanzen) und Medien vorgegeben wird, sich zu einem Zeithorizont weitet, in dem sinnvolle nachhaltigkeitsbezogene Entscheidungen getroffen werden können.

Andere Bereiche, in denen es umfassende Möglichkeiten gibt, durch Individualentscheidungen Veränderungen herbeizuführen, sind

- Mobilität: wo es gilt das geliebte Auto sparsam, überlegt und jedenfalls im Verbund mit öffentlichem Verkehr einzusetzen.
- Versorgung mit Lebensmitteln und alltäglichen Gebrauchsgütern: wo die Möglichkeit besteht, regionalen Warenkreisläufen den Vorzug zu geben und damit Transportwege wegfallen zu lassen und lokale Wirtschaftsformen zu unterstützen.
- Temperaturmanagement in privaten und öffentlichen Räumen: wo gerade in den gemäßigten Zonen Mitteleuropas der Verzicht auf Klimatisierung nicht allzu schwer fallen sollte.

Überhaupt geht es vor allem um die Herausformung eines nachhaltigen Lebensstils, der nicht durch ein WAS in bestimmten Sachfragen bestimmt ist, sondern vor allem durch das WIE der Vorgehensweise.

Einige Haltungen und Vorgehensweisen seien beispielhaft genannt, in der Hoffnung, dass sich bei dem einen oder der anderen Lust aufs Einüben einstellt.

Solidarität und Wir-Gefühl (statt „Jeder ist sich selbst der nächste") kann aus kleinen, überschaubaren Gemeinschaften in konzentrischen Kreisen in die Welt hinauswachsen. Es verhindert, dass gesamtgesellschaftliche Probleme auf dem Rücken der Schwächsten ausgetragen werden.

Teilhabe und Übertragung von Verantwortung bindet jene in Entscheidungsprozesse ein, die in erster Linie davon betroffen sind. Besonders bei der Mitwirkung von Frauen besteht nach wie vor weltweiter Nachholbedarf.

Subsidiarität siedelt Entscheidungen dort an, wo sie auf der niedrigsten Ebene von Komplexität sinnvoll gefällt werden können.

Vielfalt und Toleranz spiegeln Buntheit und Verästelung von Fauna und Flora; sie ermöglichen Miteinander und Dialog trotz Beheimatung in verschiedenen Kulturen und Traditionen.

Win-Win-Strategien können Verbesserung und somit Vorteile für alle bringen, gerade im Bereich der öffentlichen Güter; auch in den Bereichen Liebe/Vertrauen/Geborgenheit funktioniert Aufrechnen nicht.

Natürlichkeit bietet Sicherheit. Zunehmend wird deutlich, dass Eingriffe in natürliche Abläufe Auswirkungen haben können, die erst mit großer Zeitverschiebung offenbar werden. Das Vorsorgeprinzip fordert daher behutsames Handeln.

Eine **neue Einfachheit** löst sich aus der Umklammerung der herrschenden Konsum-Ideologie und hilft, das Freisein für das Wesentliche einzuüben.

Diese Haltungen und Vorgangsweisen sind nicht die einzigen, die zu größerer Nachhaltigkeit hinführen können. Wir sollten entdeckerisch und erfinderisch sein, um andere anzustecken!

III. Möglichkeiten der internationalen Kooperation

1. Bilaterale Entwicklungszusammenarbeit im Energie-Bereich

Die Bedeutung von Energie in der Entwicklungszusammenarbeit wird zunehmend anerkannt. Die EU hat im Rahmen des Weltgipfels für nachhaltige Entwicklung zwei große Energie-Initiativen gesetzt, an deren Zustandekommen Österreich seinerzeit aktiv mitgearbeitet hat und die weiterhin umgesetzt werden:

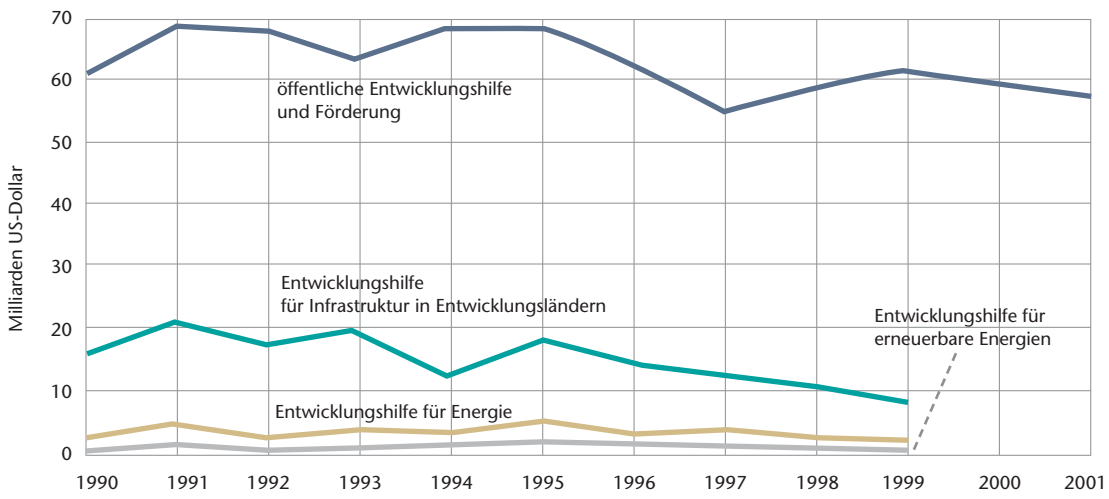


Abbildung 7
Entwicklungshilfe für Energiesysteme. (Nach 2000 sind nicht alle Daten verfügbar.)

- Die EU Energie-Initiative zielt auf die Überwindung der Energie-Armut ab. Sie hat sich durch die Widmung der Energie-Kredite (dotiert mit 220 Mio. Euro bis Ende 2007) eine Finanzierungsmöglichkeit gegeben *(Abb.7)*.
- Die Johannesburg Renewable Energy Coalition (JREC) zielt darauf ab, möglichst viele Länder zu gewinnen, um erneuerbare Energie zu forcieren; JREC hat derzeit mehr als 80 Mitglieder und agiert als gleich gesinnte Gruppe mit dem Ziel, Politikveränderungen herbeizuführen.

Im Rahmen des Europäischen Konsensus über Entwicklungspolitik wird Energie nunmehr als ein Sachbereich definiert, in dem die Kommission Vorteile aufweist. Im Rahmen der Afrika-Strategie der EU werden länderübergreifende Infrastrukturen, inklusive im Energie-Bereich eine große Rolle spielen.

In der Zusammenarbeit in Klimafragen tritt die EU dafür ein, sowohl Maßnahmen zur Abschwächung von Treibhausgaseffekten als auch Maßnahmen zur Anpassung an bereits erfolgte Klima-Veränderungen in der Entwicklungszusammenarbeit zu verankern. Ein diesbezüglicher Aktionsplan für die EU-Kommission und die Mitgliedstaaten wurde 2004 formuliert.

Das im Rahmen des österreichischen EU Ratsvorsitzes organisierte hochrangige Beamten-Treffen zu Energie im Kontext der Entwicklungszusammenarbeit am 23.1.2006 wurde von den EU-Mitgliedsstaaten sehr positiv aufgenommen. Auf seiner Grundlage wurden Ratsschlussfolgerungen angenommen, die u.a. zehn von Österreich vorgeschlagene Grundüberlegungen über den Einsatz von Energie-Interventionen in der Entwicklungszusammenarbeit beinhalten.

In der bilateralen österreichischen Entwicklungszusammenarbeit werden energiepolitische Interventionen eingesetzt, um Energiedienstleistungen Armut bekämpfend, Einkommen schaffend und ökologisch verträglich bereitzustellen. Dabei wird auch die österreichische Expertise vor allem in der Wasserkraft und in anderen erneuerbaren Energien positioniert.

2. Neue Energiepolitik für Europa: Dimension der Entwicklungszusammenarbeit und des globalen Dialogs auch mit (energie-) armen Ländern ernst nehmen

Die Beschlüsse des Europäischen Rates im ersten Halbjahr 2006 sind sehr stark an Versorgungssicherheits-Kriterien für die EU-Mitgliedsstaaten orientiert. Dies ist verständlich, jedoch vom Konzept her problematisch, da die ebenso wichtigen Dimensionen der Nachfragesicherheit und der Sicherheit des Energie-Transits vernachlässigt werden. Mittelfristig sollte sich der Blick weiten und die Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern, inklusive mit energiearmen Entwicklungsländern intensiviert werden. Es wäre auch wünschenswert, mittelfristig den Begriff der „Energiesicherheit“ durch den Begriff „Energie-Interdependenz[3]“ zu ersetzen.

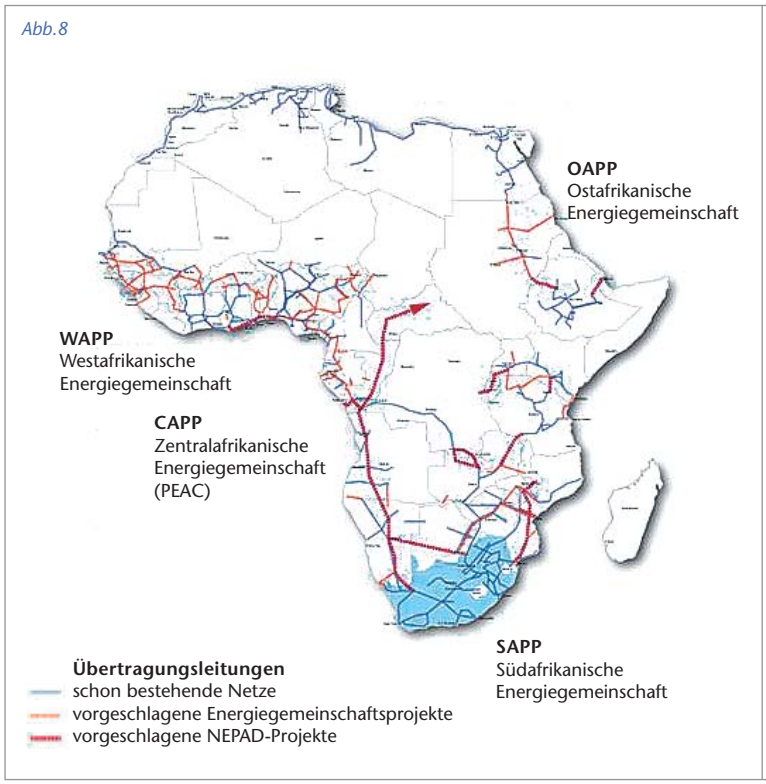
In der Klimadebatte ist die Stabilisierung des globalen Klimas längst auch als öffentliches Gemeingut klassifiziert. Würde es nicht vielleicht auch Sinn machen, Energie-Interdependenz als öffentliches Gemeingut zu definieren ?

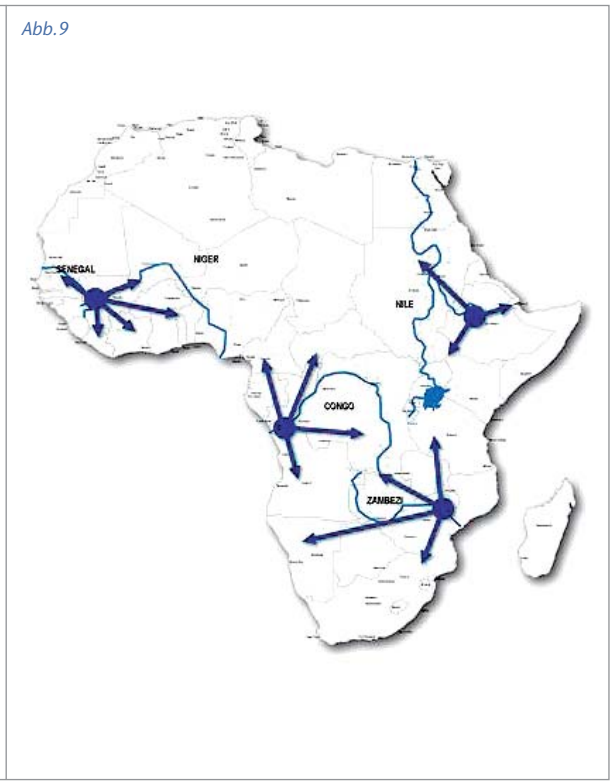
3. Chance von UNO-Prozessen nützen: insbesondere CSD[4] 15 und UN-Reform im Entwicklungsbereich

Die Kommission für Nachhaltige Entwicklung (CSD) beschäftigt sich 2006 und 2007 unter anderem mit Energie, Klimawandel, Luftverschmutzung und industrieller Entwicklung. Ich habe an der „Review-Session“ im Mai 2006 (CSD 14) teilgenommen und war sehr positiv berührt von der unglaublichen Aufbruchstimmung, die insbesondere auf dem afrikanischen Kontinent in einer Reihe von regionalen und nationalen Initiativen zu spüren war.

Angesichts dieser Vielfalt an Initiativen haben wir uns entschlossen, das sechste Treffen des Global Forum on Sustainable Energy, das Ende November 2006 in Wien stattfindet, unter der Devise „Africa is Energizing Itself“ ganz den Entwicklungen auf dem afrikanischen Kontinent

[3] Interdependenz ist eine wechselseitige Abhängigkeit zweier oder mehr Entscheider, durch Rückwirkung der Entscheidung der einen Person auf die Entscheidung der anderen.
[4] CSD – Commission Sustainable Development





zu widmen *(Abb. 8)*. Programm, Tagungsunterlagen und eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte sind im Internet aufrufbar: **www.gfse.at**

Die bevorstehende „Policy Session"(CSD-15) der Kommission für Nachhaltige Entwicklung beinhaltet die Chance, Energie für nachhaltige Entwicklung stärker so zu gestalten, dass auch die Klimafrage mitberücksichtigt wird.
Die bessere Zusammenführung von Klimaschutzüberlegungen mit Überlegungen zur Förderung von Energie für Nachhaltige Entwicklung wurde von CSD 14 im Mai 2006 begonnen und sollte von CSD 15 im Mai 2007 weitergeführt werden.

Die Kommission für Nachhaltige Entwicklung sollte auch genützt werden, um auf bestehende Initiativen in unseren Partnerländern aufzubauen und Hindernisse für die Beschreitung nachhaltigerer Energiepfade aus dem Weg räumen. Damit dies geschehen kann, müssen die Empfehlungen der CSD regional- und themenspezifisch sein.

Besondere Aufmerksamkeit sollte die internationale Gemeinschaft meiner Meinung nach folgenden Punkten widmen:

- dem wiedererwachten Interesse an Wasserkraft in Afrika *(Abb. 9)*;
- den entstehenden Märkten für Bio-Treibstoffe und dem Handel damit;
- der verbesserten Verwendung von Biomasse, um Energie-Effizienz zu erhöhen und Indoor-Verschmutzung zu verringern;
- dem überlegten Schnüren von Finanzierungspaketen, bei denen sich öffentliche und private Gelder vereinigen, um Energie für nachhaltige Entwicklung eine Wirklichkeit werden zu lassen.

Abbildung 8
Elektrische Netze in Afrika

Abbildung 9
Gebiete mit großem Wasserkraftpotenzial in Afrika

Quelle: (zu Abb. 8 und 9) Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, Interconnecting Africa: the EU-Africa Partnership on Infrastructure 13.07.2006

Auch der laufende UNO-Reformprozess beinhaltet die Chance, die institutionelle Unterstützung von Energie im Dienste der nachhaltigen Entwicklung effektiver und effizienter zu gestalten, etwa durch die Kolokation[5] der mit Energie betrauten UN-Einheiten in geographischer Nähe. Besonders für erneuerbare Energien und Energie-Effizienz besteht Handlungsbedarf.

Literatur

[1] Irene Freudenschuss-Reichl „Zukunftsfähig leben – Spiritualität und Praxis der Nachhaltigkeit“, Wien 2005, Hrsg. Katholische Sozialakademie Österreichs

[5] Kolokation– Bereitstellung der technischen Voraussetzungen, um den Anschluss von neuen Marktteilnehmern zu gewährleisten

Forschung und Innovation im FVS für eine nachhaltige Energieversorgung

Prof. Dr.
Michael Steiner
HMI
Steiner@hmi.de

Forschung und Innovation im Forschungs-Verbund Sonnenenergie verfolgen zwei Ziele:

- Der FVS möchte einen innovativen Beitrag leisten für den zukünftigen Energiemix erneuerbaren Energien.
- Der FVS ist bestrebt, die Forschung und Entwicklung zu beschleunigen um den Herausforderungen einer zukünftigen Energieversorgung und der Klimaproblematik gewachsen zu sein.

Innovationen sind Treiber zur Sicherung und Verbesserung der Lebensumstände. Die Zukunft der Gesellschaft hängt maßgeblich von der Innovationsfähigkeit ab, die Forschung und Industrie hervorbringen. Wie kann Forschung Innovationen erzeugen? Innovationen sind die Endpunkte einer langen Wertschöpfungskette, die mit der Forschung beginnt. Der FVS ist dafür ein sehr gutes Beispiel. Er deckt sowohl die Grundlagenforschung ab und begleitet die Wertschöpfungskette bis in die Produktionstechnologien.

Dies soll am Beispiel der Dünnschicht-Photovoltaik erläutert werden. In und um Berlin bilden sich in der letzten Zeit viele neue Firmen für die Produktion von Dünnschichtsolarzellen. Man hofft, mit diesen Dünnschichtsolarzellen mittel- und langfristig billiger Solarzellen produzieren zu können. Damit lassen sich Nachhaltigkeitskriterien besser erfüllen.

Dies bedeutet, dass die Ressourcen langfristig gesichert werden. Der Verbrauch von Rohstoffen, Umwelt und Energie wird minimiert, so dass auch die nachfolgenden Generationen ausreichend Rohstoffe zur Verfügung haben. Nachhaltigkeit muss auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette erfüllt sein.

Abb. 1 zeigt die Linie von den neuen Forschungsergebnissen und den neuen Konzepten bis hin zur Industrieinnovation. Dafür benötigt man auf dem Gebiet der Solarenergieforschung zunächst Materialien, die die Solarenergie in elektrische Energie umwandeln können.

Deshalb ist die Grundlage aller Bestrebungen, Innovationen auf dem Gebiet der Photovoltaik zu erreichen, ein detailliertes Verständnis der Materialien der Photovoltaik: dazu gehören auch Eigenschaften, die nicht unbedingt und direkt auf die Photovoltaik-Eigenschaften einwirken. Interdisziplinarität ist also hier ein wichtiges Kennzeichen dieser Forschungen. Aus solchen Forschungsarbeiten ergeben sich dann – hoffentlich – neue Konzepte der Photovoltaik, die dadurch billiger, effizienter und materialsparender werden kann als vorher. Solche Konzepte müssen durch zielgerichtete Forschung soweit entwickelt werden, dass ihr Potenzial für einen industriellen Einsatz abschätzbar wird. An diesem Punkt entscheidet sich, ob eine Innovation möglich ist oder nicht.

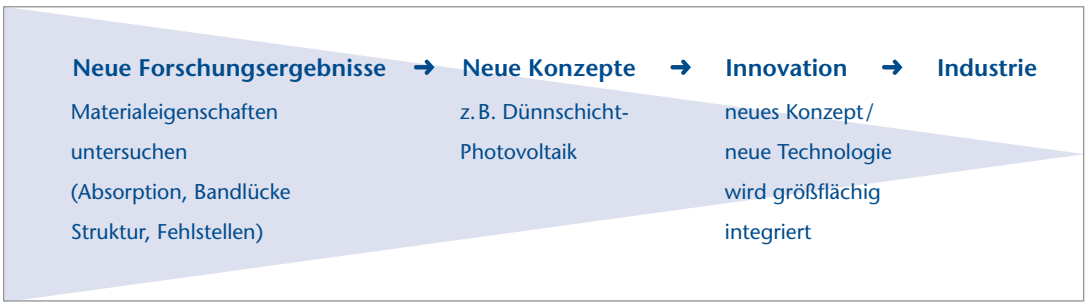


Abbildung 1
Beispiel: Dünnschicht-Photovoltaik von der Forschung zur Industrieinnovation

Quelle: HMI / FVS Jahrestagung 2006

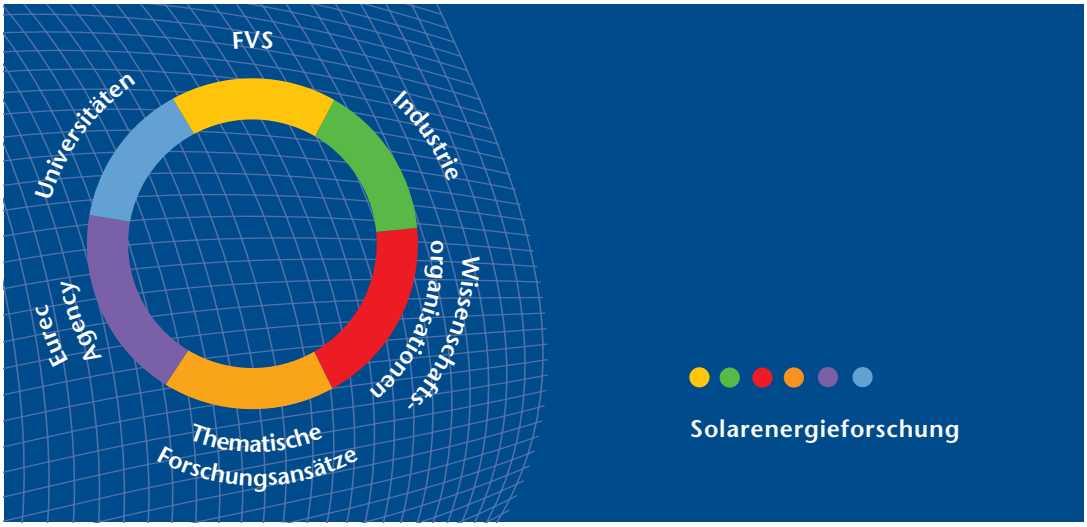


Abbildung 2
Über die Zusammenarbeit seiner Mitglieder hinaus bietet der FVS eine offene Kooperationsstruktur für alle interessierten Partner aus Industrie, Hochschulen, außeruniversitären Forschungseinrichtungen und Politik.

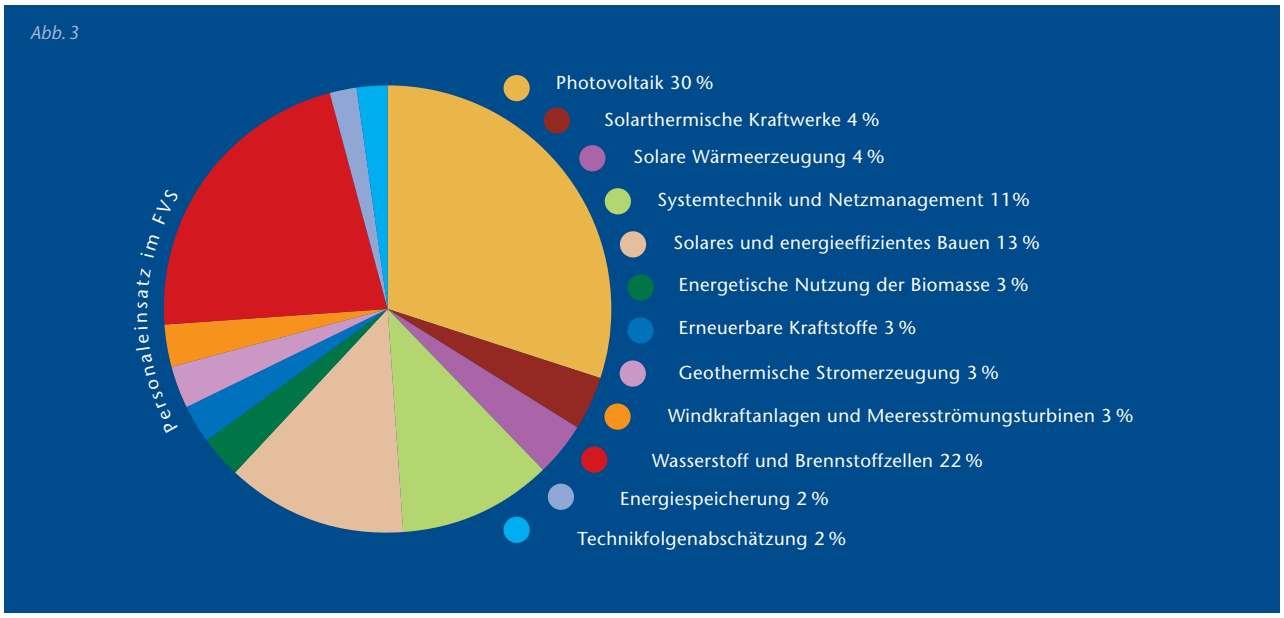
Was jetzt folgt, sind Entwicklungsarbeiten auf vorindustrieller und industrieller Ebene. Danach wird sich zeigen, ob aus der langen Kette von Forschung und Entwicklung eine Innovation entstanden ist, die einen qualitativen Sprung in der Technologie der Photovoltaik ergibt.

Zwei Dinge sind klar: ein solcher Prozess dauert lange, erfordert also neben Kreativität und höchster Leistung auch Geduld; es ist aber nicht klar, ob überhaupt eine Innovation erreicht wird: Forschungsergebnisse sind nicht planbar.
Aus diesen Feststellungen ergeben sich Konsequenzen für die Arbeit des FVS, die langfristig über seinen Erfolg entscheiden:

- Nicht nur unsere Ergebnisse müssen zur Nachhaltigkeit beitragen, auch unsere Forschung und Entwicklung muss auf Nachhaltigkeit angelegt werden. Das bedeutet etwa, dass die grundlegenden Arbeiten breit und langfristig angelegt sein müssen. Fokussieren kann und muss man erst im letzten Drittel der Wertschöpfungskette.
- Innovationen sind nicht planbar und deshalb sind breite interdisziplinär angelegte und langfristige Forschung und Entwicklung erforderlich.
- Die Mitglieder des FVS arbeiten arbeitsteilig, sie arbeiten gemeinsam mit Hochschulen und sie suchen die Kooperation mit der Industrie.

Der FVS arbeitet daran, die Energieversorgung der Zukunft nachhaltig sicher zu stellen. Im ForschungsVerbund Sonnenenergie stimmen die Institute die Themen untereinander und miteinander ab. Darüber hinaus brauchen wir die Kooperation mit anderen Instituten, mit Hochschulen und mit der Wirtschaft *(Abb. 2)*. Dabei arbeiten wir auf Gebieten zusammen, die an vielen Stellen komplementär sind. Besonders an den Hochschulen werden oft entscheidende Fortschritte in grundlegenden Fragen gemacht, die auch für uns nützlich sind. Genauso intensiv kooperieren wir mit der Industrie. Denn hier liegt ist ein wesentlicher Teil des Weges vom Forschungsergebnis zur Innovation.

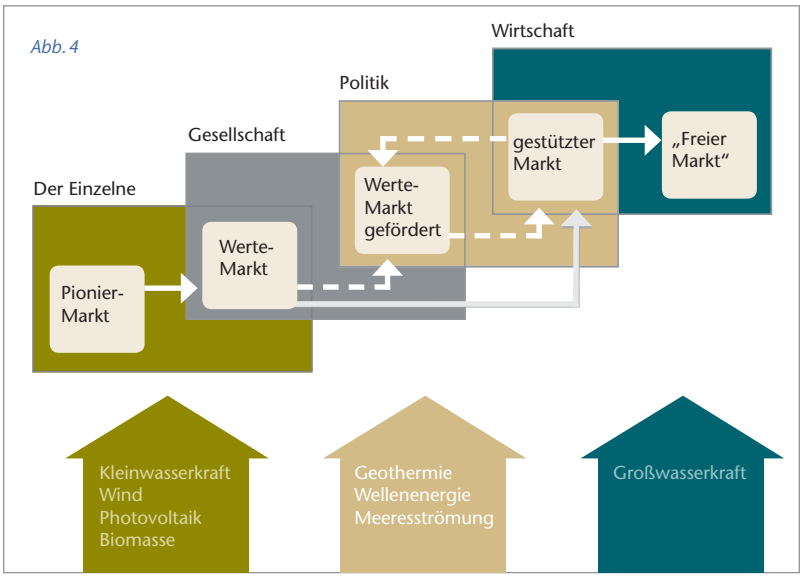
Zur Orientierung nutzen wir die Systemanalyse. Systemanalytische Ansätze dienen dazu, die technologischen, ökonomischen und ökologischen Konsequenzen unserer Tätigkeit zu erkennen. Denn schon im Vorfeld muss man abklären, ob ein bestimmter Weg gangbar ist im Gesamtzusammenhang von Wissenschaft, Technik, Wirtschaft und Ökologie. Und auch während dieser Weg gegangen wird, muss man immer wieder prüfen, ob wir in die richtige Richtung gehen oder ob wir Korrekturen anbringen müssen. Diese Breite und die Vielfalt der Forschungen erfordert dabei auch eine transdisziplinäre Herangehensweise, bei der naturwissenschaftliche Erkenntnisse mit geisteswissenschaftlichen in Wechselwirkung treten.



Die Gesellschaft sucht nach einer sicheren Energieversorgung – einer nachhaltigen Energieversorgung. Der ForschungsVerbund Sonnenenergie nimmt diese Herausforderung an. Dafür braucht er eine Förderung, die es den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern ermöglicht, in erforderlichem Umfang kontinuierlich zu forschen. Das heißt, die Finanzierung der Forschung muss nachhaltig gesichert sein, um schließlich wirklich in die Nähe der Technologie zu kommen. Wir sind dankbar, dass in den letzten Jahren diese Bedingungen einigermaßen erfüllt werden. Das ist auch ein Erfolg des ForschungsVerbunds Sonnenenergie, diese Nachhaltigkeit der Forschung mit zu sichern.

Um die technologischen Komponenten einer nachhaltigen Energieversorgung zu entwickeln ist es wichtig, die Solarenergieforschung mit einem breiten Themenspektrum zu bearbeiten. *(Abb. 3)*.

Auf der FVS-Jahrestagung 2006 wird die ganze Breite der Forschung mit ihren Nachhaltigkeits-aspekten vorgestellt. Wir werden zeigen, an welchen Technologien die Institute des FVS arbeiten, was der Stand von Photovoltaik, Biomasse, Solarthermie und Geothermie ist. Wir werden über Wärme, Brennstoffe und Speicherung vortragen und wie sie zur Nachhaltigkeit beitragen.



Wir werden über Versorgungsstrukturen informieren und welche Anforderungen die erneuerbaren Energien an die Energiesysteme stellen. Denn die fluktuierenden Energiequellen, wie Solarenergie oder Windenergie müssen in die Versorgungsstrukturen integriert werden. Und wir werden darüber berichten, wie die erneuerbaren Energien in Markt, Politik und Gesellschaft zur Wirkung kommen *(siehe auch Abb. 4)*.

Abbildung 3
Themenspektrum des ForschungsVerbunds Sonnenenergie

Abbildung 4
Entwicklung des erneuerbaren Energiemarkts (nach Thyge Weller [1])

Abbildung 5
Präsentation des HMI Schülerlabors auf der Jahrestagung 2006

Ich freue mich besonders auf die Ausstellung „Nachhaltigkeit im Unterricht". Denn wir brauchen den Nachwuchs in den Naturwissenschaften und in den Ingenieurwissenschaften und den bekommen wir nur, wenn wir die jungen Leute für diese große Aufgabe begeistern und sie an den Lösungen beteiligen. Die Erfahrungen, die wir mit dem Schülerlabor des HMI haben, sind sehr gut *(Abb.5)*. Sie zeigen, dass es dringend und auch wichtig war, so etwas aufzubauen. Deshalb freue ich mich, dass wir auch hier auf die Möglichkeiten aufmerksam machen können, damit solche Projekte in viel größerem Maße unterstützt werden. Auch dafür brauchen wir den Gedankenaustausch hier auf der Tagung.

Literatur

[1] Thyge Weller „Die Rolle der Gesellschaft für die Durchsetzung erneuerbarer Energien" FVS Themenheft 2001 S. 128

Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung

Dr. Wolfram Krewitt
DLR
wolfram.krewitt@dlr.de

Dr. Joachim Nitsch
DLR
joachim.nitsch@dlr.de

Dr. Ole Langniß
ZSW
ole.langniss@zsw-bw.de

Dr. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut
manfred.fischedick@wupperinst.org

Nachhaltigkeit und Energieversorgung

Die Suche nach Zielen, Kriterien und Strategien für die Entwicklung der Menschheit ist aufgrund zunehmender Herausforderungen zu einem beherrschenden Thema in den Wissenschaften, der Politik und der Öffentlichkeit geworden.

Der Begriff „nachhaltige Entwicklung" prägt die Diskussionen, wenn es um einen schonenden Umgang mit unserer natürlichen Umwelt, um eine gerechtere Verteilung des Wohlstands und um eine humane Gestaltung der Lebensgrundlagen für alle Menschen geht. Definiert ist Nachhaltigkeit durch die UN-Kommission für Umwelt und Entwicklung (nach ihrer damaligen Vorsitzenden auch Brundtland Kommission genannt) im Jahr 1987:

„Nachhaltige Entwicklung befriedigt die Bedürfnisse der heutigen Generation, ohne die Fähigkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen und ihre eigenen Lebensstile zu wählen."

Die Frage der Energieversorgung spielt für eine nachhaltige Entwicklung eine zentrale Rolle. Ihre Verfügbarkeit und die Art ihrer Nutzung wirkt sich praktisch in allen Bereichen des sozialen, ökonomischen, ökologischen und politischen Handelns aus, beeinflusst den Zustand von Umwelt und Klima und hat starken Einfluss auf die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit eines Landes. Vielfach entscheidet sie auch über ein friedliches oder konfliktbelastetes Zusammenleben von Völkern.

Die Energienutzung ist nachhaltig, wenn sie auf einer ausreichenden und dauerhaften Verfügbarkeit von geeigneten Energieressourcen basiert und zugleich die negativen Auswirkungen von Energiebereitstellung, -transport und -nutzung begrenzt.

Leitlinien und Handlungsanweisungen

Um das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung praktisch umsetzen zu können, bedarf es konkreter Leitlinien und Handlungsanweisungen.

Aufbauend auf Vorschlägen nationaler und internationaler Organisationen zur Konkretisierung des Nachhaltigkeitsbegriffs wurden im Rahmen des von der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungseinrichtungen (HGF) geförderten Verbundprojekts „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland" auch energiespezifische Leitlinien definiert *(Tab.1)*, die als Orientierung für die Entwicklung energiepolitischer Handlungsstrategien dienen. Dem Verständnis von Nachhaltigkeit entsprechend sind diese Leitlinien als Mindestanforderung an eine nachhaltige Entwicklung zu verstehen:

(1) **Zugang für alle und Verteilungsgerechtigkeit:** Für alle Menschen sind vergleichbare Chancen des Zugangs zu Energieressourcen und zu Energiedienstleistungen zu gewährleisten.

(2) **Ressourcenschonung:** Kommenden Generationen ist die Nutzungsmöglichkeit für die verschiedenen Energieressourcen offen zu halten oder es müssen vergleichbare Optionen der Bereitstellung von Energiedienstleistungen geschaffen werden.

(3) **Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit:** Die Anpassungs- und Regenerationsfähigkeiten natürlicher Systeme (der Umwelt) dürfen durch energiebedingte Emissionen und Abfälle nicht überschritten werden. Gefahren für die menschliche Gesundheit – etwa durch Akkumulation problematischer Schadstoffe – sind zu vermeiden.

(4) **Soziale Verträglichkeit:** Bei der Gestaltung von Energieversorgungssystemen ist zu gewährleisten, dass allen Betroffenen die Teilhabe an den jeweiligen Entscheidungsprozessen möglich ist. Die Handlungs- und Gestaltungsspielräume von wirtschaftlichen Akteuren bzw. von Gemeinwesen dürfen durch diese Systeme nicht eingeengt werden, sondern sind möglichst zu erweitern.

Tabelle 1
Leitlinien für eine weltweit nachhaltige Entwicklung [1]

(5) **Risikoarmut und Fehlertoleranz:** Die bei der Energieerzeugung und -nutzung unvermeidlich auftretenden Risiken und Gefahren sind zu minimieren sowie in ihrer räumlichen und zeitlichen Ausdehnung zu begrenzen. Bei ihrer Bewertung sind auch fehlerhaftes Verhalten, unsachgemäße Handhabung, mutwillige Zerstörung und Missbrauchsmöglichkeiten zu berücksichtigen.

(6) **Umfassende Wirtschaftlichkeit:** Energiedienstleistungen sollen – in Relation zu anderen Kosten des Wirtschaftens und des Konsums – zu vertretbaren Kosten bereitgestellt werden. Das Kriterium der „Vertretbarkeit" bezieht sich dabei zum einen auf die im Zusammenhang mit der Energieerzeugung oder -nutzung entstehenden einzelwirtschaftlichen Kosten, zum anderen bezieht es sich auch auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten unter Berücksichtigung der externen ökologischen und sozialen Kosten.

(7) **Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und dauerhafte Versorgungssicherheit:** Die zur Befriedigung von Bedürfnissen erforderliche Energie muss dauerhaft, in ausreichender Menge sowie zeitlich und räumlich bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Dies verlangt eine hinreichend diversifizierte Energieversorgung, um auf Krisen reagieren zu können und um Handlungsspielräume für die Zukunft zu erhalten bzw. zu vergrößern. Auch sind leistungsfähige und flexible Versorgungsstrukturen zu schaffen und aufrecht zu halten, die gut mit den bestehenden Siedlungsstrukturen harmonieren.

(8) **Internationale Kooperation:** Die Weiterentwicklung von Energiesystemen soll durch Verknappung von Ressourcen bedingte Konfliktpotenziale zwischen Staaten vermindern bzw. beseitigen und ihre friedliche Kooperation durch gemeinsame Nutzung der jeweiligen Fähigkeiten und Potenziale fördern.

Misst man die heutige Energieversorgung an diesen Leitlinien, so lassen sich leicht die wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite erkennen, die den dringenden Handlungsbedarf aufzeigen:

- Der übermäßige Verbrauch begrenzter fossiler Rohstoffe führt inzwischen zu spürbaren wirtschaftlichen, sozialen und auch geopolitischen Verwerfungen.
- Der Ausstoß von Klimagasen ist mitverantwortlich für die sich abzeichnende globale Klimaveränderung. Die Industrieländer sind für rund 90% der bis heute durch den Energieeinsatz entstandenen CO_2-Emissionen verantwortlich. Das starke wirtschaftliche Wachstum der Schwellenländer führt zu weiteren deutlichen Anstiegen.
- Die Entwicklungschancen sind global sehr unterschiedlich verteilt. In den ärmsten Ländern der Welt muss die Bevölkerung pro Kopf mit einem Dreißigstel der Energie eines Nordamerikaners auskommen. Nach wie vor haben rund 2 Milliarden Menschen auf der Erde keinen Zugang zu elektrischer Energie, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Bildungs- und Entwicklungschancen.
- Die Kernenergienutzung bringt Risiken mit sich durch die Möglichkeit eines Kernschmelzunfalls, durch die notwendige Behandlung und dauerhafte Lagerung von Abfallstoffen und durch Proliferation. Die gegenwärtige Iran-Krise zeigt, wie schnell ein Konflikt um die Atomenergienutzung die Weltgemeinschaft an die Schwelle einer militärischen Auseinandersetzung führen kann.

Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung

Auch wenn im Detail Interpretationsspielräume bestehen, so können aus der Analyse der bestehenden Nachhaltigkeitsdefizite prinzipielle Schlüsse gezogen werden:

- Die zukünftige Energieversorgung darf sich nicht weiterhin beinahe ausschließlich auf fossile und nukleare Energieträger stützen.
- Um den acht Leitlinien einer nachhaltigen Energieversorgung möglichst nahe zu kommen, ist eine deutlich effizientere Energienutzung aller Energieträger und die Substitution endlicher Energieressourcen durch Energien aus natürlichen Energieströmen notwendig.

Es hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass nur eine deutliche Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien im Verbund mit der Effizienzsteigerung die Chance bietet, in einen nachhaltigen Energiepfad einzuschwenken (vgl. auch die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung [5]). Dank intensiver Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten stehen uns inzwischen Technologien zur Verfügung, mit denen aus erneuerbaren Energiequellen Energiedienstleistungen auf einem Niveau angeboten werden können, wie wir es von der fossilnuklearen Energieversorgung gewohnt sind. Auch die Kosten hierfür sind zunehmend erschwinglich, insbesondere dann wenn diese Technologien in großem technischem Maßstab eingesetzt und dabei alle Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden. Erneuerbare Energien bieten einen Ausweg aus stetig steigenden Rohstoffpreisen und Klimaschutzkosten.

Ein besonderes Kennzeichen ist die große Vielfalt der möglichen Energiequellen und -technologien, die in einem Leistungsbereich von wenigen Watt bis zu Hunderten von Megawatt eingesetzt werden können. Dadurch können sie an jegliche Art der erforderlichen Energiedienstleistung angepasst und in enger Verzahnung mit modernen Anlagen konventioneller Energietechniken zur Nutzung fossiler Energien eingesetzt werden.

Einen besonderen Beitrag kann der Ausbau erneuerbarer Energien für den Klimaschutz leisten. Um die Auswirkungen des Klimawandels in akzeptablen Grenzen zu halten, ist eine Stabilisierung der globalen CO_2-Konzentration bei 450 ppm notwendig. Es ist ein wesentliches Nachhaltigkeitsziel der Bundesregierung, bis zur Mitte dieses Jahrhunderts die energiebedingten CO_2-Emissionen um 80% (gegenüber 1990) zu reduzieren. Ein an diesem Ziel orientierten Langfristszenario, dass von Nitsch et al. [3] für das Bundesumweltministerium entwickelt wurde, zeigt, dass eine konsequente Effizienzstrategie bis 2050 eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs auf nahezu die Hälfte

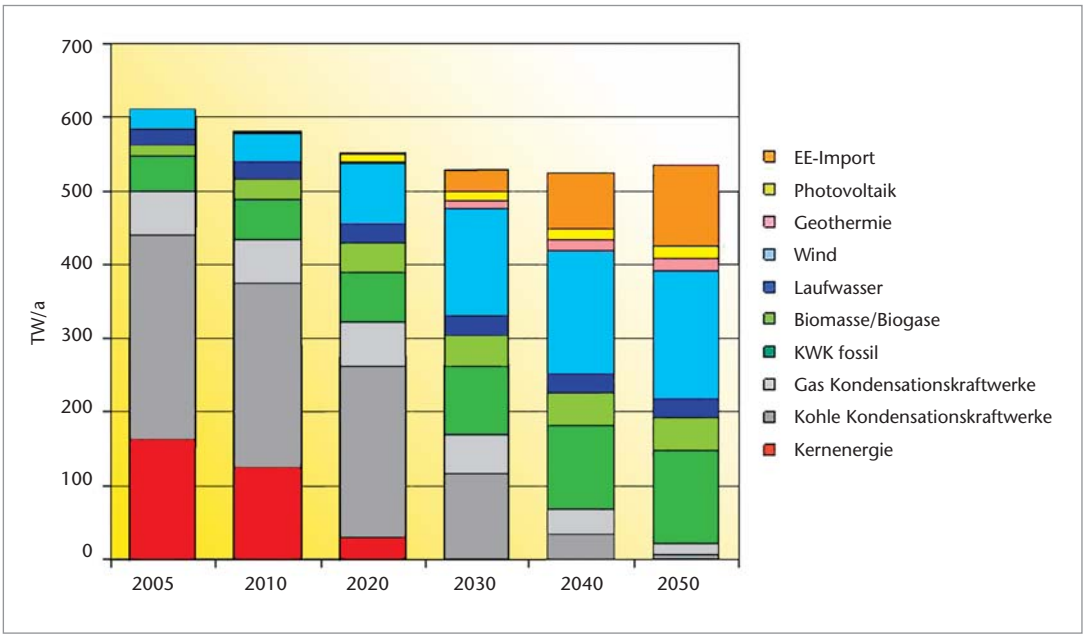


Abbildung 1
Entwicklung der Stromerzeugungsstrukturen in dem Szenario NaturschutzPlus (aktualisiert [3])

gegenüber 2005 bewirkt. Dies erleichtert, den erneuerbaren Energien einen maßgeblichen Beitrag zur Energieversorgung bilden zu können, wie in *Abb. 1* beispielhaft für den Stromsektor dargestellt.

Folgen andere Länder dieser Strategie, können neben den heimischen erneuerbaren Energiequellen auch ausländische kostengünstige Ressourcen genutzt werden. Mit erneuerbaren Energien können viele der heutigen Entwicklungsländer im Sonnengürtel der Erde zu Energielieferanten werden [4]. Durch die gemeinsame Nutzung der jeweiligen Fähigkeiten und Potenziale geben solche Energiepartnerschaften neue Impulse für eine friedliche Kooperation zwischen dem „Norden“ und dem „Süden“.

Forschung und Entwicklung als Wegbereiter für eine nachhaltige Energieversorgung

Der oben skizzierte Weg in eine nachhaltige Energieversorgung ist mit Herausforderungen an die Gesellschaft verbunden, die nur mit technischen und sozialen Innovationen zu bewältigen sind. Grundlegende Voraussetzung für einen Entwicklungspfad, wie er in dem oben dargestellten Szenario beschrieben wird, ist die Umsetzung neuer Energietechnologien aus dem Labor in die Marktreife, die sukzessive Verbesserung technischer Parameter, und die Ausschöpfung der Potenziale zur Kostenreduktion. *Abb.2* zeigt am Beispiel der Photovoltaik, wie durch technisches Lernen die Kosten für eine Schlüsseltechnologie zur Nutzung erneuerbarer Energien über Jahrzehnte hinweg kontinuierlich bis in den Bereich der Wirtschaftlichkeitsschwelle gesenkt werden konnten. Wichtige Voraussetzung für das Durchlaufen einer solchen Lernkurve ist das Zusammenspiel von grundlagen- und anwendungsorientierter Forschung auf der einen und rechtzeitigen Anreizen für eine Marktentwicklung auf der anderen Seite. Aber auch ein langer Atem und die Bereitschaft, die notwendigen Vorleistungen zu tragen, gehören dazu – die gerechte Verteilung von Kosten und Nutzen über Generationsgrenzen hinweg ist ein wichtiger Aspekt nachhaltiger Entwicklung.

Zu den Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung gehört auch die Erhaltung und Verbesserung des Human- und Wissenskapitals. Denn das wesentliche Ziel von Wissensgenerierung für eine nachhaltige Entwicklung liegt im Erwerb von Gestaltungskompetenz, wozu insbesondere die Fähigkeit zu vorausschauendem und vernetzten Denken sowie zur distanzierten Reflexion von Leitbildern gehört [2]. Zu den Kriterien einer am Nachhaltigkeitsbild orientierten Forschungs- und Technologiepolitik gehören:

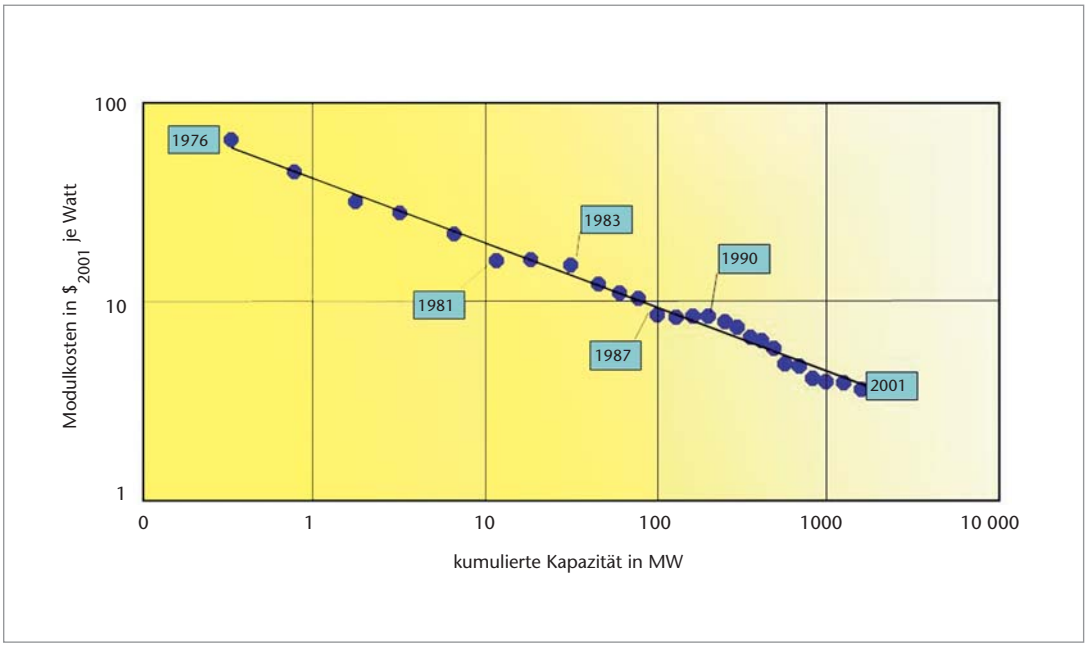


Abbildung 2
Lernkurve für Photovoltaik-Module

- problemorientierte Interdisziplinarität
- Verknüpfung von grundlagen- und anwendungsorientierter Forschung und
- die Orientierung an gesellschaftlichen Bedürfnissen.

Mit seinen Zielen und den Kooperationsstrukturen eines dezentralen Forschungsnetzwerks geht der ForschungsVerbund Sonnenenergie auf diese Anforderungen ein und trägt durch die Forschung in allen Bereichen erneuerbarer Energien dazu bei, dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung schrittweise näher zu kommen.

Literatur

[1] Kopfmüller, J., Coenen, R.,Jörissen, J., Langniß, O., Nitsch, J. (2000): Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbildes Nachhaltige Entwicklung für das Aktivitätsfeld Energie. Wissenschaftliche Berichte des Forschungszentrums Karlsruhe, FZKA 6578. Karlsruhe

[2] Kopfmüller, J., Brandl, V., Jörissen, J., Paetau, M., Banse, G., Coenen, R., Grunwald, A. (2001): Nachhaltige Entwicklung integrativ betrachtet. Edition sigma, Berlin

[3] Nitsch, J., Krewitt, W., Pehnt, M., Reinhardt, G., Fischedick, M. u.a. „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland.“ Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (FKZ 901 41 803). DLR, ifeu, WI, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004. http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/5650.php

[4] Trieb, F., et al. (2006): Trans-Mediterranean interconnection for concentrating solar power http://www.dlr.de/tt/institut/abteilungen/system/projects/Stk/TRANS-CSP/

[5] Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung, Kabinettsbeschluss vom 10. August 2005

Energiemeteorologie – Das fluktuierende Angebot aus Wind- und Sonnenenergie berechenbar machen

Dr. Detlev Heinemann
Universität Oldenburg
detlev.heinemann@uni-oldenburg.de

Carsten Hoyer-Klick
DLR
carsten.hoyer@dlr.de

Dr. Bernhard Lange
ISET
blange@iset.uni-kassel.de

Einleitung

Die rasante Entwicklung der erneuerbaren Energien hat einen bislang eher verborgenen Einfluss auf die Energieversorgung zu Tage treten lassen: Wetter und Klima bestimmen wegen des räumlich und zeitlich schwankenden Angebots der neuen „Brennstoffe“ Sonne und Wind zunehmend größere Anteile am Energieangebot. Somit spielen meteorologische Informationen eine Schlüsselrolle für einen wirtschaftlichen Einsatz dieser neuen Technologien.

Die Planung künftiger Solar- und Windkraftwerke erfordert detailliertes Wissen über die potenziell verfügbare Energie an einem bestimmten Standort, der wirtschaftliche Betrieb dieser Anlagen bedarf präziser Vorhersagen über das aktuelle Energieangebot, und die Entwicklung kommender Generationen von Anlagen wird nicht ohne eine detaillierte Spezifikation der relevanten meteorologischen Bedingungen auskommen.

Diesem Bedarf an Know-how und Information stellt sich das interdisziplinäre Forschungsgebiet Energiemeteorologie. An der Schnittstelle zwischen Atmosphärenphysik und der Energiesystemforschung angesiedelt, behandelt sie grundsätzlich die vielfältigen Einflüsse von Wetter und Klima auf Umwandlung, Übertragung und Nutzung von Energie.

Merkmal der Energiemeteorologie ist die Verknüpfung von meteorologischen mit physikalisch-technischen Fragestellungen:

- Die Entwicklung neuer, angepasster Methoden und
- die Bereitstellung anwendungsspezifischer meteorologischer Information für den Energiesektor.

Energie und Wetter: meteorologische Information in der Energieversorgung

Der stark zunehmende Bedarf an meteorologischer Information in der Energieversorgung geht einher mit weiteren „informationshungrigen“ Strukturveränderungen. Entflechtung, Stromhandel, Dezentralisierung mit vielfältiger Erzeugungsstruktur, Last- und Netzmanagement stellen neue Anforderungen an die Bereitstellung und Verteilung von energiebezogener Information. In dieser Konstellation sind präzise Informationen über das Angebot von Sonnen- und Windenergie wesentliche Voraussetzungen für einen effizienten Einsatz dieser neuen Technologien.

Grundsätzlich lassen sich energiemeteorologische Methoden entsprechend der Anwendung einordnen:

- Verfahren der Ressourcenabschätzung mit ihrem Bedarf an klimatologischen Zeiträumen; hier können numerische Modelle als auch Fernerkundungsdaten heran gezogen werden.
- Dagegen verlangt der operationelle Betrieb von Energiesystemen zeitnahe Informationen aus der Atmosphäre für Vorhersage und Überwachung.
- Spezielle Informationen sind wiederum nötig, um die Technologie der Energiewandler weiter zu optimieren (hoch aufgelöste Turbulenzdaten in der Windenergie, spektral aufgelöste Solarstrahlung).
- Eine großräumig optimierte Integration verteilter Solar- und Windenergie-Kraftwerke schließlich bedarf statistischer Analysen der fluktuierenden Leistung aus den verschiedenen Quellen und Standorten.

Die Anforderungen an meteorologische Informationen sind dabei durch die Anwendungen bestimmt: räumliche Auflösung (Gebiets- oder Punktinformation), zeitliche Verfügbarkeit (z. B. Near-Real-Time für den Betrieb, Langzeitdaten für die Planung), Vorhersagen, Information zur Unsicherheit der Daten, Kopplung verschiedener Datenquellen (Satelliten- und Bodendaten, numerische Modelle).

Langzeiteinflüsse (z. B. von Vulkanausbrüchen auf die Direktstrahlung) sind ebenso Gegenstand der Energiemeteorologie wie eine Abschätzung von langfristigen klimabedingten Änderungen der Potenziale von Wind- und Solarenergie. Mögliche Veränderungen des lokalen Klimas durch die Energieerzeugung selbst (u. a. durch Reflektion an großen Solaranlagen, Reduzierung der Windgeschwindigkeit im Lee großer Windparks) zeigen einen weiteren Bedarf energiemeteorologischer Forschung auf.

Beispiele aus der Sonnen- und Windenergie

Fernerkundung der Solarstrahlung

Satellitendaten sind für Meteorologie und Klimatologie neben Bodendaten die wesentliche Informationsquelle. So liefern sie auch für die Bestimmung der Strahlungsbilanz in der Atmosphäre die entscheidenden Daten.
Über die gemessene Rückstreuung der solaren Einstrahlung am Oberrand der Atmosphäre und der Anwendung der Prinzipien des Strahlungstransportes lässt sich grundsätzlich die Strahlungsflussdichte am Erdboden berechnen.
Die hierzu erforderliche genaue Kenntnis über Zusammensetzung und Zustand der Atmosphäre macht weitere Satellitendaten, aber auch Annahmen und Vereinfachungen zur „Modellphysik“ nötig. Mit diesen Verfahren gelingt es, aus den Daten geostationärer Satelliten Abschätzungen des Solarenergieangebotes am Erdboden zu machen, deren Genauigkeit z. B. für Monatsmittelwerte mit Bodenmessungen vergleichbar ist. Die räumliche Auflösung der Satelliteninformation (typisch: 5 km) ist jedoch der der Bodenmessnetze weit überlegen.

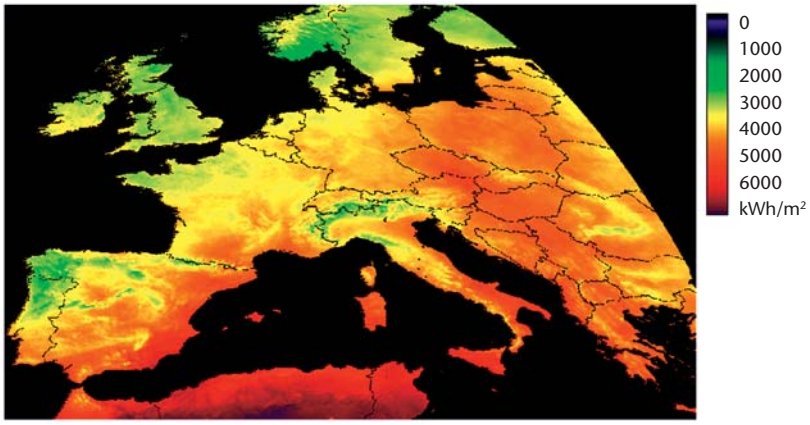


Abbildung 1
Solarstrahlungskarte für Europa (April 2005)

Quelle: Universität Oldenburg

Neueste Verfahren wie das HELIOSAT-3 Verfahren[1] nutzen Daten der neuen Generation geostationärer Satelliten (ab METEOSAT-8) mit deutlich erhöhter spektraler Auflösung, die neben der Rückstreuung im sichtbaren Spektralbereich durch geeignete Infrarot-Kanäle vielfältige weitere Information – insbesondere über die Bewölkung – bereit stellen und ein genaueres Bild der Atmosphäre liefern. Dieser Zuwachs an Information ist verbunden mit einer gegenüber den Vorgängersatelliten verdoppelten räumlichen und zeitlichen Auflösung. Dies sind gute Voraussetzungen, um vielfältige, für die Anwendungen wichtige Solarstrahlungsinformationen zu gewinnen.

Satellitendaten in der Solarenergie

Eine nahe liegende Anwendung von satellitenbasierten Solarstrahlungsdaten sind Kartierungen des Solarenergiepotenzials *(Abb. 1)*

Die hohe räumliche Auflösung liefert Datenprodukte, zum Beispiel für die sonnenreichen Länder Afrikas, in denen verlässliche Bodenmessdaten meist nicht existieren.

Diese Datenquelle erlaubt darüber hinaus die Untersuchung der räumlich-zeitlichen Variabilität der Solarstrahlung in bisher nicht zugänglichem Maße, die für eine statistische Betrachtung der gleichzeitigen Erzeugung in räumlich verteilten, vernetzten Systemen notwendig ist.

[1] Verfahren zur Berechnung der solaren Einstrahlung am Erdboden aus Satellitendaten.

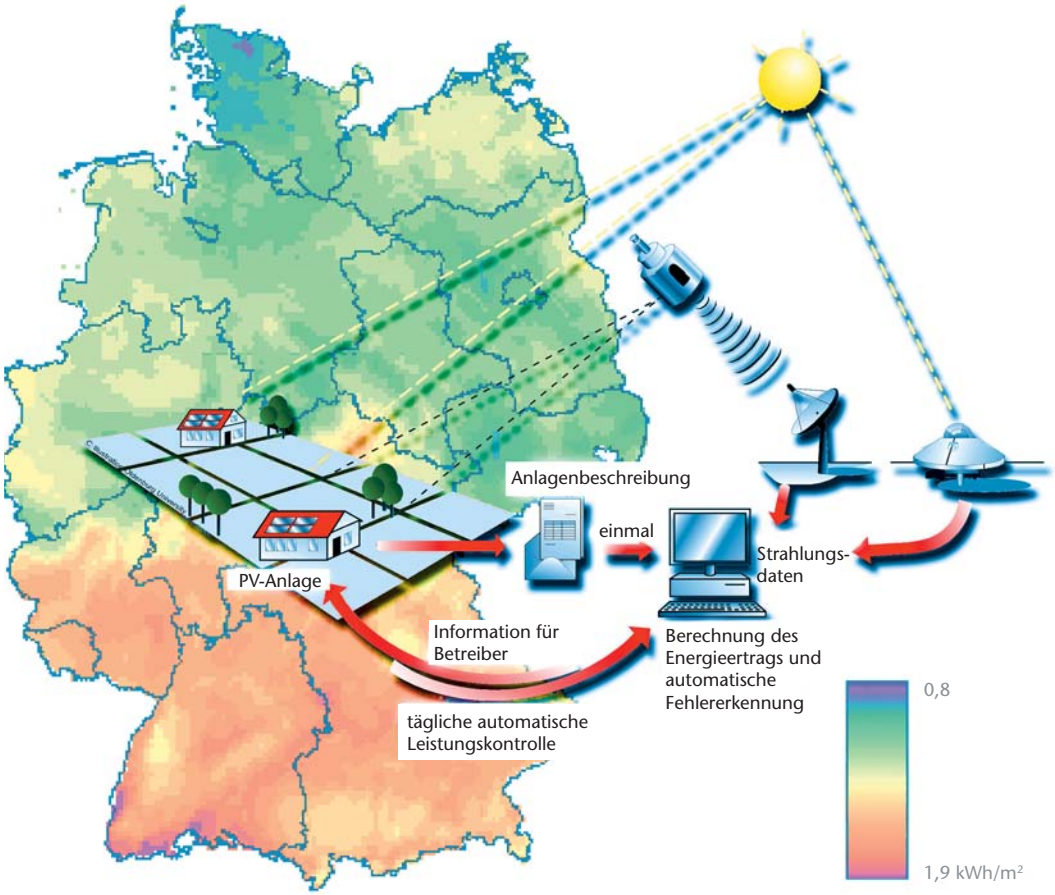


Abbildung 2
Schema der Ertragsüberwachung von Photovoltaikanlagen (PVSAT)

Quelle:
Universität Oldenburg

Zusammen mit kleinskalig verfügbaren Bodenmessungen lässt sich auf diese Weise ein umfassendes Bild der statistischen Eigenschaften der Solarstrahlung gewinnen.
Satellitendaten dienen auch zur Sicherstellung eines dauerhaft effizienten Betriebs von Solaranlagen (PVSAT[2]).

Auf der Grundlage dieser Daten wird die Solarstrahlung auf die Solarmodule in zum Beispiel stündlicher Auflösung bestimmt. Mit den einmalig bestimmten Anlagendaten, wie Geometrie, Modultyp und Wechselrichter wird die entsprechende Anlagenleistung simuliert.
Ein automatisierter Vergleich mit dem jeweiligen Ertrag gibt Auskunft über die Qualität des Anlagenverhaltens und über einen Fehlererkennungsalgorithmus über Ursachen einer möglichen Abweichung *(Abb. 2)*.

Hochaufgelöste Solarstrahlungsdaten vom Satellit sind die Grundlage für so genannte GIS[3]Standortanalysen. Dabei erhält man Informationen über das Strahlungsmikroklima, die zusammen mit Infrastrukturdaten, geografischer und ökonomischer Daten zu einer umfassenden Darstellung der technischen und ökonomischen Performance von zum Beispiel solarthermischen Kraftwerken verwendet werden (STEPS[4]).
Dies ist eine wichtige Voraussetzung für eine systematische Projektentwicklung und Standortwahl für größere Solarkraftwerksprojekte.

Vorhersage von Wind- und Sonnenenergie

Die zeitliche Verfügbarkeit von Energie ist ein wesentlicher wertbestimmender Faktor. Die schwankenden Beiträge aus Wind- und Sonnenenergie erfordern daher Maßnahmen, diese Unsicherheiten grundsätzlich zu reduzieren, indem präzise Informationen über die zu erwartende Erzeugung – anwendungsabhängig in unter-

[2] Das PVSAT-(PhotoVoltaicSATellite-)Verfahren ermöglicht eine Berechnung der Energieerträge von netzgekoppelten PV-Anlagen auf der Basis von Satellitendaten.
[3] GIS – geographisches Informationssystem
[4] STEPS – Evaluation System for Solar Thermal Power Stations

schiedlichen räumlichen und zeitlichen Skalen – bereit gestellt wird.

Für die Windenergie sind operationelle Vorhersagesysteme bereits im Einsatz und ermöglichen zunehmend deren effiziente Einbindung in die Stromnetze. Die enormen Zuwachsraten von Photovoltaik mit über 2 GW bislang installierter Leistung in Deutschland machen zuverlässige Vorhersageverfahren auch in diesem Bereich zu einer Notwendigkeit. Die Einstrahlungsabhängigkeit von Beleuchtung, Heizung und Kühlung im Gebäudebereich macht Vorhersageinformation auch dort zu einer zunehmend bedeutenden Größe in entsprechenden Steuerungsalgorithmen.

Wind- und Solarleistungsvorhersagen im Bereich von 1-3 Tagen basieren durchweg auf numerischen Wettervorhersagen, verwenden jedoch unterschiedliche Verfahren, die Ergebnisse dieser Wettermodelle in entsprechende Leistungen der Solar- und Windenergiesysteme zu übertragen. Dies kann durch Ausnutzung von statistischen Zusammenhängen oder auch über weitergehende physikalische Modellierungen geschehen.

Aktuelle Entwicklungen zielen auf die Bestimmung und Einbeziehung der Vorhersageunsicherheiten, die intelligente Verwendung unterschiedlicher Vorhersageinformation und von Ensemble-Vorhersagen, sowie auf die Verbesserung der Methoden zur nachträglichen Bearbeitung von Analysedaten (Post-Processing-Methoden). Im Fall der Solarstrahlung ist die Wolkenvorhersage ein Schlüssel zur Verbesserung.

Solarstrahlungsvorhersagen basieren weitestgehend auf Ansätzen zur automatisierten kleinräumigen Wetterprognose, um möglichst genau Vorhersagen „vor Ort“ liefern zu können (MOS - Model Output Statistics). Dabei werden die gewünschten Größen über statistische Regressionen aus den Ergebnissen numerischer Vorhersagemodelle und weiterer Variablen bestimmt.

Solarstrahlungsvorhersagen für kurze Zeiträume von wenigen Stunden können wiederum aus Satellitendaten gewonnen werden, indem die zeitliche Entwicklung der die Strahlung wesentlich bestimmenden Wolkenstrukturen extrapoliert wird. Aus dem vorhergesagten Satellitenbild kann dann mit dem HELIOSAT-3-Verfahren die Solarstrahlung berechnet werden.

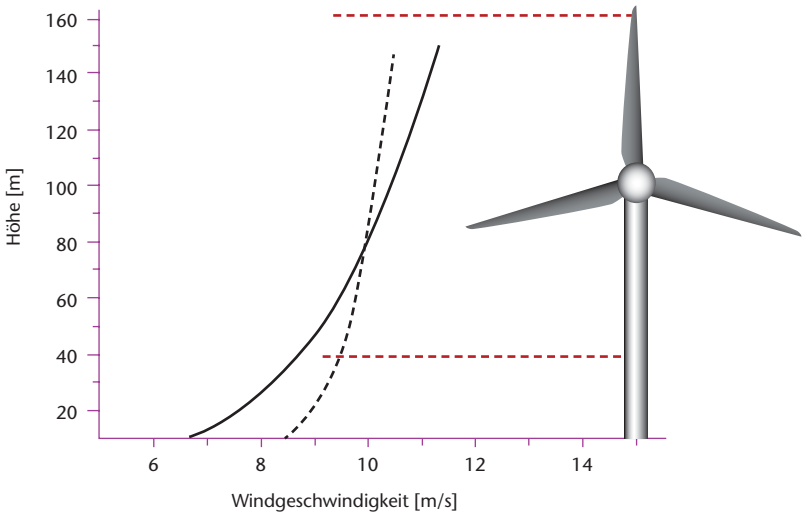


Abbildung 3
Die Windgeschwindigkeit nimmt mit der Höhe zu und bestimmt so maßgeblich das Verhalten großer Windenergieanlagen.

Offshore-Windenergie

Die Windverhältnisse in Offshore-Regionen sind weit weniger bekannt als dies für Standorte an Land mit entsprechend zahlreichen Messungen gegeben ist. Eine präzise Potenzialbestimmung für die Planung großer Offshore-Anlagenparks sowie die sichere Vorhersage der Stromerzeugung für den Betrieb sind somit sichtlich erschwert. Veränderte Turbulenzeigenschaften der Offshore-Winde erfordern ein verändertes Anlagendesign, das die veränderte mechanische Belastung der Anlagen berücksichtigt.

Atmosphärische Strömungen in der Grenzschicht über dem Meer verhalten sich abweichend von den Verhältnissen über Land. Die geringe, aber variable Rauhigkeit der Wasseroberfläche mit entsprechenden Wechselwirkungen zwischen Wind und Wellen sowie die thermischen Eigenschaften des Wassers sind wesentlich dafür verantwortlich, dass vertikale Flüsse von Impuls und Wärme in der Atmosphäre über dem Wasser verändert sind und zu einem ebenfalls veränderten vertikalen Profil der Windgeschwindigkeit führen *(Abb. 3)*.

Die abrupte Änderung dieser Eigenschaften entlang der Küstenlinie verursacht weitere Störungen der Strömung beim Übergang von Meer zum Land.

Wesentliche Voraussetzung für eine gesicherte Beschreibung der Windverhältnisse sind hochwertige vertikal aufgelöste Messungen. Für die Deutsche Bucht steht seit 2005 mit FINO1 eine Messplattform zur Verfügung, die diesen Ansprüchen genügt. Eine weitere Plattform ist in Vorbereitung.

Die Erweiterung existierender Ansätze auf die Windenergie, wie zum Beispiel das LIDAR-Messverfahren[5] für eine differenziertere Erfassung des Windfeldes und die Large Eddy Simulation (LES[6]) für eine hochaufgelöste Strömungsmodellierung zum Beispiel in Windparks versprechen künftig zu einer wesentlichen Verbesserung der Kenntnisse der Windverhältnisse gerade in Offshore-Regionen beizutragen. Aktuelle Entwicklungen in der Turbulenzforschung werden ein optimiertes Design künftiger Anlagen ermöglichen.

Zusammenfassung und Ausblick

Meteorologische Randbedingungen werden künftig die Energieversorgung weitaus stärker beeinflussen als bislang. Dabei wird der zeit- und ortsgenauen Verfügbarkeit hochwertiger Information über unterschiedliche Aspekte der neuen Energien aus Sonne und Wind eine besondere Rolle für einen effizienten Einsatz dieser neuen Technologien zukommen. Neben der Bereitstellung anwendungsspezifischer Daten steht die Neu- und Weiterentwicklung von Methoden zur Integration meteorologischen und systemtechnischen Wissens im Vordergrund. Hierfür sind weitere Forschungsanstrengungen notwendig sowohl im anwendungsnahen als auch im Grundlagenbereich.

[5] LIDAR – Light Detection and Ranging. Strömungs-Messverfahren, das sich zu einem bedeutenden Verfahren in der Umwelt- und Atmosphärenforschung entwickelt hat.
[6] LES ist ein Verfahren zur numerischen Berechnung von turbulenten Strömungen.

Literatur

E.D. Dunlop, L. Wald, M. Šúri (Eds.): Solar Energy Resource Management for Electricity Generation from Local Level to Global Scale. Nova Science Publishers, Hauppauge (2006).

A. Hammer et al.: Solar Energy Assessment Using Remote Sensing Technologies. Remote Sensing of Environment, 86, 423–432 (2003).

D. Heinemann et al.: Energiemeteorologie. Physikalische Blätter, 55 (4), 47–50 (1999).

B. Lange: Offshore Wind Power Meteorology, In: J. Peinke, P. Schaumann und S. Barth (Eds.): Wind Energy - Proceedings of the Euromech Colloquium (2007).

R.W. Mueller et al.: Rethinking Satellite-based Solar Irradiance Modelling: The SOLIS Clear-sky Module. Remote Sensing of Environment, 91, 160–174 (2004).

R. Perez et al.: Solar Resource Assessment: A Review. In: J.M. Gordon (Ed.): Solar Energy - The State of the Art: ISES Position Papers. James & James, S. 497–575 (2001).

E.L. Petersen et al.: Wind Power Meteoro-logy. Part I: Climate and Turbulence. Wind Energy, 1, 2–22 (1998), Part II: Siting and Models. Wind Energy, 1, 55–72 (1998).

Forschung und Innovation für Nachhaltigkeit in der Stromerzeugung

- Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung – Die erneuerbaren Energien als Gesamtsystem
- Photovoltaik – Forschung und Verfahrens-entwicklung im Zeichen der Nachhaltigkeit
- Solarthermische Kraftwerke – Europäische Potenziale kostengünstig erschließen
- Windkraft, Wasserkraft und Meeresenergie – Technik mit sozialer, ökologischer und ökonomischer Akzeptanz
- Geothermie – Nachhaltige Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung
- Stromerzeugung aus Biomasse – Effizient, dezentral und grundlastfähig

Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung – Die erneuerbaren Energien als Gesamtsystem

Dr. Ole Langniß
ZSW
Ole.Langniss@zsw-bw.de

Wolfram Krewitt
DLR
Wolfram.Krewitt@dlr.de

Globaler Marktstatus erneuerbare Energien

Im Jahr 2004 wurden 13,1 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt [1]. Mehr als drei Viertel entfielen dabei auf feste Biomasse, die meist traditionell zum Kochen und Heizen eingesetzt wird. Diese Form der Nutzung ist häufig nicht nachhaltig, da die verwendeten Biomassen nicht nachhaltig erwirtschaftet wurden und die verwendeten Herde und Öfen viele Schadstoffe emittieren, was zu erheblichen Gesundheitsbelastungen führt.

Wasserkraft hat mit einem Sechstel den zweitgrößten Anteil an Primärenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien (2,2 % Anteil an der gesamten Primärenergiebereitstellung). Über 90 % der Wasserkraftkapazität von insgesamt mehr als 800 GW entfallen dabei auf große Wasserkraftwerke mit einer Leistung von über 20 MW [2]. Die mit großen Wasserkraftwerken einhergehenden großen Staudämme können gravierende ökologische und soziale Folgen haben, die einer nachhaltigen Nutzung entgegenstehen [3].

„Neue“ erneuerbare Energien, das sind insbesondere Geothermie, Wind- und Solarenergie, stehen für 3,5 % aller weltweit genutzten erneuerbarer Energien und decken nur ein halbes Prozent des weltweiten Energiebedarfs. Somit tragen erneuerbare Energien zwar schon heute beträchtlich zur Deckung der weltweiten Energienachfrage bei, womit sich eine gute Ausgangsbasis zur weiteren Steigerung der Anteile bietet. Allerdings haben moderne, nachhaltige Nutzungsformen daran bisher nur einen geringen Anteil. Dies gilt, selbst wenn man berücksichtigt, dass ein geringer Teil der Biomasse auch in modernen Anlagen umgesetzt wird, und selbst wenn man die Substitutionsmethode zugrunde legt. Es liegt also noch ein langer Weg vor einer in wesentlichen Anteilen auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung.

Die gute Nachricht ist, dass gerade die „neuen“ erneuerbaren Energien in den vergangenen 15 Jahren, wenn auch ausgehend von einem niedrigen Niveau, ein erhebliches Wachstum aufweisen konnten. Die Windenergie wuchs mit durchschnittlich 24,4 %, Biokraftstoffe und die Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe um 8,1 % und Solarenergie um 6,1 % [4], wohlgemerkt jährlich! Mit über 86 % steht der ganz überwiegende Teil der modernen Anlagen in OECD-Ländern, hier stellvertretend für die entwickelten Länder. Entsprechend fand das Wachstum moderner Nutzungsformen – gestützt auf eine umfangreiche öffentliche Förderung – bisher fast ausschließlich in entwickelten Ländern statt.

Deutschland steht dabei an herausragender Stelle: Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch konnte hier von 2,6 % im Jahr 2000 auf aktuell 4,6 % gesteigert und der Anteil am Bruttostromverbrauch von 6,3 % auf 10,2 % erhöht werden. Besonders signifikant fiel die Steigerung um 0,4 % pro Jahr auf einen Anteil von 3,6 % im Kraftstoffbereich aus, während der Anteil zur Wärmebereitstellung nur moderat von 3,9 % auf zurzeit 5,3 % gesteigert werden konnte. Wie das Beispiel Deutschland zeigt, ist eine Loslösung von der fossil-nuklearen Energieversorgung möglich.

Auch andere Mitgliedsländer der Europäischen Union haben den Anteil erneuerbarer Energien in den vergangenen 15 Jahren deutlich steigern können, etwa Dänemark, die Niederlande oder Italien. Einige andere EU-Mitgliedsstaaten haben zwar absolut betrachtet erneuerbare Energien erheblich ausgebaut, gleichzeitig stieg aber die Energienachfrage mindestens im selben Tempo, wie etwa im Falle Spanien.

Aktuell nehmen moderne Nutzungsformen auch verstärkt in Entwicklungs- und Schwellenländern zu. In der Rangliste der Länder mit der größten Windenergiekapazität steht Indien mittlerweile auf dem vierten Platz, noch vor Dänemark. Die Philippinen stehen an dritter Stelle weltweit bezüglich der Stromproduktion aus Biomasse. Und in China sind über 60% aller Solarkollektoren weltweit installiert, mit einem weiterhin überdurchschnittlichen Wachstum. Weltweit führend bei der Produktion von Bioethanol sind die fünf Länder Brasilien, USA, China, Spanien und Indien. Der Vorwurf, erneuerbare Energien könnten sich nur die reichen Industrieländer leisten, hat also keinen Bestand. Im Gegenteil, immer mehr Länder nicht nur in der entwickelten Welt erkennen die Chancen, die mit dem Ausbau erneuerbarer Energien verbunden sind.

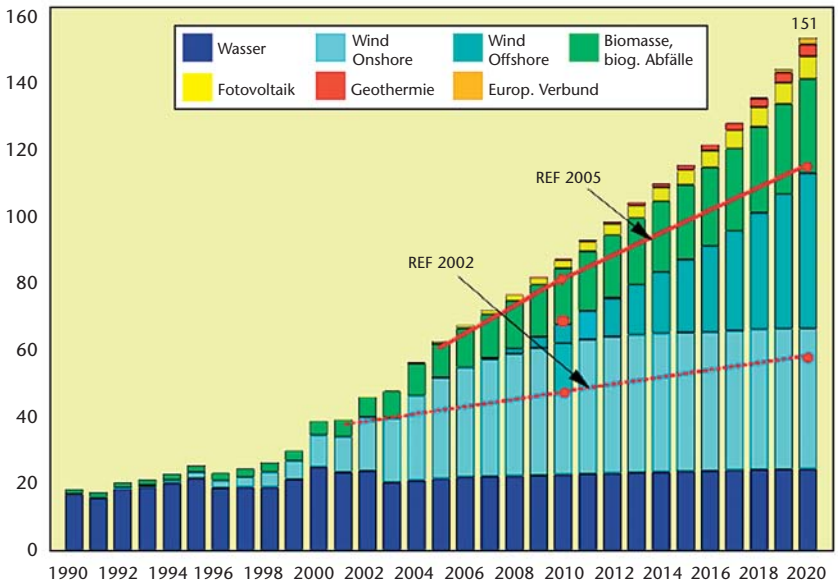


Abbildung 1
Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 nach [8] und Vergleich mit anderen Szenarien REF 2005 [6], Politikszenario 2002 [9] und REF 2002 [5].

Perspektiven erneuerbarer Energien

Angesichts steigender Preise fossiler Energieträger, einer stark wachsenden Energienachfrage in Ländern wie China und Indien, weiter steigenden Treibhausgasemissionen und der wachsenden Abhängigkeit von Energieimporten aus nur wenigen Ländern ist der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien bei gleichzeitig deutlicher Steigerung der Energieeffizienz unumgänglich. Selbst wenn sich die Abscheidung und anschliessende Einlagerung von Treibhausgasen als im großen Maßstab umsetzbar erweisen sollte, so würde sie doch nur das Problem der Treibhausgasemissionen lösen und das auch nur in einem einzelnen Sektor, nämlich der Stromerzeugung. Analoges gilt für die Kernenergie. Solche technischen Optionen könnten somit – selbst wenn sie gesellschaftliche Akzeptanz erringen sollten – nur ein ergänzendes Element in einer nachhaltigen Energieversorgung darstellen.

Die derzeit hohe Dynamik des Ausbaus erneuerbarer Energien macht realistische Prognosen und Szenarien schwierig. So ging beispielsweise eine Enquete-Kommission des Bundestages noch im Jahr 2002 in ihrem Referenzszenario davon aus, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 46 TWh im Jahr 2010 und 59 TWh im Jahr 2020 betragen würde [5]. Tatsächlich wurden schon im Jahr 2005 über 62 TWh, das sind 10,2% des deutschen Stromverbrauchs, durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Erst die jüngste energiewirtschaftliche Referenzprognose für das Bundeswirtschaftsministerium [6] berücksichtigt die im Strombereich in Deutschland eingesetzte Dynamik angemessen, sodass selbst Szenarien, die von einem forcierten Ausbau erneuerbarer Energien ausgehen, zumindest bis zum Jahr 2010 auf kaum höhere Werte kommen [7]. Demnach könnten erneuerbare Energien in Deutschland 86 TWh Strom im Jahr 2010 bzw. 151 TWh im Jahr 2020 bereitstellen, letzteres entspräche immerhin einem Viertel des gegenwärtigen Stromverbrauchs. Werden die Klimaschutzziele ernst genommen, d.h. die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80% reduziert, so können erneuerbare Energien einen dann durch verstärkte Effizienzanforderung deutlich reduzierten Stromverbrauch zu knapp 70% abdecken. An der gesamten Primärenergiebereitstellung hätten sie dann einen Anteil von 42%.

Selbst bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien pessimistische Szenarien gehen davon aus, dass weltweit betrachtet die Nutzung erneuerbarer Energien absolut gesehen zunehmen wird. Jüngst von der Internationalen Energie Agentur (IEA) herausgegebene Szenarien gehen im Basisfall davon aus, dass im Jahr 2050 durch erneu-

erbare Energien 101 EJ bereitgestellt werden, das entspricht dem 1,7-fachen der heutigen Nutzung [10]. Allerdings würde in diesem Fall der Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergiebereitstellung etwas zurückgehen, da der Energieverbrauch sich in diesem Szenario mehr als verdoppeln würde, was auch zu einer mehr als Verdopplung der Kohlendioxidemissionen führte – eine alarmierende Aussicht! Einen nachhaltigeren Pfad beschreibt die IEA im TECH Plus Szenario, dass trotz einem gegenüber heute um zwei Drittel erhöhten Primärenergieverbrauch immerhin zu einer Emissionsreduktion von 16% gegenüber heute führt. Im TECH Plus Szenario vervierfacht sich beinahe der Beitrag erneuerbarer Energien auf 220 EJ, damit würden 30% des Bedarfs über erneuerbare Energien gedeckt. Nicht verschwiegen werden soll, dass in diesem Szenario auch die Kernenergie einen erheblichen Ausbau erlebt, er fällt aber absolut betrachtet wesentlich geringer aus als der Ausbau erneuerbarer Energien.

Die Perspektiven für erneuerbare Energien sind also auch langfristig gut. Und unter diesen Bedingungen werden sie wachsende Anteile zur globalen Energieversorgung beitragen:

- wesentliche Steigerung der Energieeffizienz
- verstärkte Anstrengungen in Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energien
- Stützung der Demonstration und Markteinführung
- Schaffung eines stabilen, verlässlichen politischen Umfelds, daß eine Amortisation langfristiger Investitionen in Innovationen und kapitalintensive Anlagen erlaubt.

Erforderlicher Instrumentenmix für alle Energiemärkte

Derzeit bedürfen erneuerbare Energien häufig noch der öffentlichen Unterstützung und Förderung, um in einen fairen Wettbewerb mit konventionellen Energien treten zu können. Den Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien mangelt es häufig noch an Wettbewerbsfähigkeit, teils, weil sie als Newcomer, obwohl technisch meist schon voll einsatzfähig, noch nicht auf dem selben Entwicklungsstatus wie konventionelle Energieträger sind – und damit also noch erhebliche Kostenreduktionspotenziale vorliegen –, teils auch, weil konventionelle Energieträger direkt, etwa über staatliche Beihilfen und umfangreiche Forschungsförderung, oder indirekt über eine unzureichende Internalisierung externer (Umwelt-)Kosten subventioniert werden.

Die Praxis hat gezeigt, dass sich eine erfolgreiche Förderpolitik auf drei Säulen stützen sollte:

1. Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration, um die Kosten zu senken und die Leistungsfähigkeit der Systeme zu erhöhen.

2. Entwicklung angepasster Strukturen z. B. über eine angemessene Berücksichtigung erneuerbarer Energien in Gesetzen und in der Rechtsprechung, aber etwa auch bei der Aus- und Weiterbildung auf allen Ebenen.

3. Förderung der Marktentwicklung durch Nachfragegenerierung, Beseitigung von Markteintrittsbarrieren und erleichterten Zugang zu Kapital. Letzteres ist aufgrund der typischerweise hohen Anfangsinvestitionen erneuerbarer Energien bei niedrigen laufenden Kosten von besonderer Bedeutung.

Was den Stromsektor angeht, hat Deutschland eine solche Förderpolitik mit einer umfassenden, wenn auch schwankenden Forschungsförderung, vielfältigen rechtlichen Maßnahmen wie etwa Änderungen des Baugesetzbuches und schließlich dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als Instrument zur direkten Nachfragegenerierung in den vergangenen 15 Jahren erfolgreich betrieben. Dem EEG als Mindestpreismodell wurde kürzlich auch von der Europäischen Kommission im Vergleich mit Fördermechanismen anderer Mitgliedsstaaten ein exzellentes Zeugnis ausgestellt [11], was mehr und mehr Länder weltweit veranlasst, ähnliche Wege zu beschreiten.

Vergleichbare Entwicklungen im Kraftstoff- und Wärmesektor stehen noch aus. Zwar konnte kurzfristig über eine Mineralölsteuerbefreiung der Anteil der Biokraftstoffe in Deutschland von

nur 0,4% im Jahr 2000 auf 3,6% im Jahr 2005 gesteigert werden. Für einen mittelfristig nachhaltigen weiteren Ausbau ist allerdings eine weiterhin verlässliche Förderung notwendig, gleichzeitig sind die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen im Bereich der Kraftstoffe der 2. Generation zu intensivieren, um damit auch die Rohstoffbasis auszubauen. Der Wärmesektor schließlich stellt ein bisher vernachlässigter Schlüsselmarkt dar, um zukünftig höhere Anteile erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch zu realisieren. Dazu ist kurzfristig die gegenwärtigen Förderung etwa im Rahmen des Marktanreizprogrammes abzusichern, mittelfristig aber auf eine Förderung unabhängig von öffentlichen Haushalten umzustellen, um ein kontinuierliches und beschleunigtes Wachstum zu ermöglichen.

Zusammenfassung

Erneuerbare Energien sind unstrittig ein unverzichtbares Element einer nachhaltigen Energieversorgung. Bereits heute werden weltweit rund 27 Mrd. € jährlich in erneuerbare Energien investiert (ohne große Wasserkraft) gegenüber 120 Mrd. € im konventionellen Bereich. Will man die Klimaerwärmung auf ein erträgliches Maß begrenzen, müssen bis zum Jahr 2050 erneuerbare Energien die Hälfte globalen Energiebedarfs abdecken. Dazu sind mit einem technologiespezifisch angepassten Instrumentenmix sowohl Forschung und Entwicklung wie auch die direkte Markteinführung im globalen Maßstab verstärkt zu fördern.

Literatur

[1] IEA: Renewables Information 2006. Paris 2006. Berechnung nach der international üblichen Wirkungsgradmethode. Nach der Substitutionsmethode abgeschätzt beträgt der Anteil erneuerbarer Energien 17,6%, wobei die Wasserkraft dann für 6,3% und die anderen erneuerbaren Energien für 1,5% der Primärenergiebereitstellung stehen.

[2] REN21: Renewables Global Status Report 2006 Update. Paris, Washington 2006.

[3] Die Größe eines Wasserkraftwerkes entscheidet aber nicht zwangsläufig über die Nachhaltigkeit. Viele kleine Wasserkraftwerke können gravierendere Auswirkungen haben als ein einzelnes großes, insbesondere wenn unterschiedlich vorbelastete Gewässer betroffen sind.

[4] IEA: Renewables Information 2006. Paris 2006.

[5] Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung." Dt. Bundestag, Drucksache 14/9400 vom 7.7.2002, Berlin.

[6] EWI Köln, Prognos AG. Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Untersuchung im Auftrag des BMWA, Köln, Basel 2005

[7] Frithjof Staiß et al.: Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU. Endbericht. Stuttgart, Berlin, Osnabrück 2006

[8] J. Nitsch, F. Staiß, B. Wenzel, M.Fischedick, Aktualisierung und Detaillierung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahre 2020 mit differenzierter Ermittlung der Vergütungszahlungen und der Differenzkosten durch das EEG. Untersuchung für das BMU, Dez. 2005

[9] P. Markewitz, H.-J. Ziesing (Hrsg). Politikszenarien für den Klimaschutz. Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen (Politikszenarien III). FZ Jülich, Reihe Umweltband 50, Jülich 2005

[10] IEA: Energy Technology Perspectives 2006. Scenarios and Strategies to 2050. Paris 2006

[11] Europäische Kommission: Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Mitteilung. KOM(2005) 627 endgültig. Brüssel 2005. Siehe dazu auch das zugehörige „Impact Assessment".

Photovoltaik – Forschung und Verfahrensentwicklung im Zeichen der Nachhaltigkeit

Prof. Dr.
Hans-Werner Schock
HMI
hans-werner.schock@hmi.de

Dr. Reiner Klenk
HMI
klenk@hmi.de

Dr. Ralf Preu
Fraunhofer ISE
ralf.preu@ise.fraunhofer.de

Dr. Johann Springer
ZSW
johann.springer@zsw-bw.de

Dr. Jan Schmidt
ISFH
j.schmidt@isfh.de

Dr. Wolfhard Beyer
FZJ
w.beyer@fz-juelich.de

Einleitung

In der Solarenergie hat die Photovoltaik das höchste Potenzial für eine Energieversorgung, die die Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllt:

- Es gibt wenig Einschränkungen bezüglich der Standortwahl.
- Photovoltaiksysteme können in bestehende bauliche Strukturen leicht integriert werden.
- Die Modularität der Photovoltaik erlaubt, sie in beliebigen Einsatzfeldern und weiten Leistungsbereichen einzusetzen.
- Direkte Emissionen während des Betriebs sind praktisch zu vernachlässigen.

Aspekte der Nachhaltigkeit müssen daher vor allem bei der Herstellung der Photovoltaikmodule und nach Ablauf der Lebenszeit berücksichtigt werden.

Diese Vorteile führen zu einer hohen Akzeptanz von Photovoltaiksystemen sowohl in der Gesellschaft bei privaten Verbrauchern als auch der Installation auf Freiflächen durch Betreibergesellschaften. Zusammen mit den Finanzierungsmöglichkeiten durch die Einspeisevergütung durch das EEG ergab sich ein außerordentlich dynamisches Wachstum des Photovoltaikmarkts in Deutschland und es wird erwartet, dass dieses Wachstum bei ähnlichen Randbedingungen auch auf andere Staaten in der EU und auch weltweit übergreift. Die Grafik in *Abb.1* illustriert die dynamische Entwicklung des Photovoltaikmarktes. Im Jahr 2005 wurden weltweit Module mit einer Spitzenleistung von über 1,7 GW produziert, davon etwa 30% in Deutschland.

Die gesamte Spitzenleistung der in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen erreicht 2006 über 2 GW, so dass die Photovoltaik nun etwa 1% des Elektrizitätsverbrauchs in Deutschland abdeckt.

Langfristig muss sich aber – vor allem durch Reduktion der Produktionskosten – ein selbst

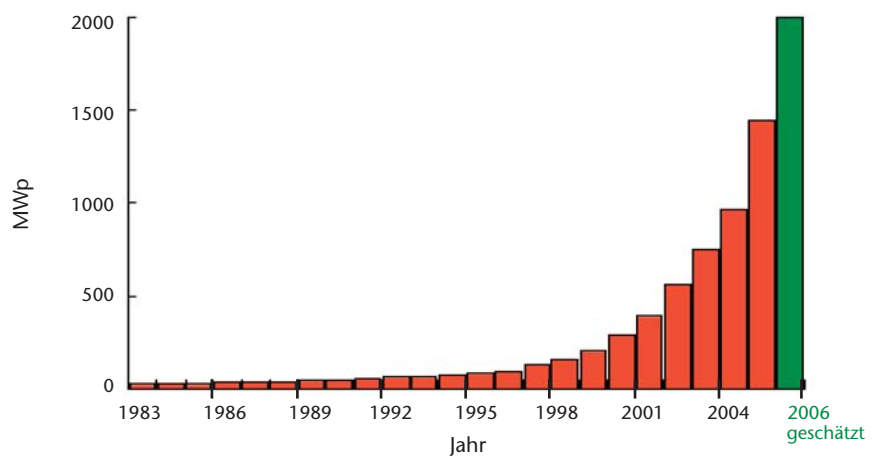


Abbildung 1
Entwicklung der weltweiten Produktion von Photovoltaikmodulen. Die Leistung bezieht sich auf die Spitzenleistung MWp der Module bei AM1,5[1] *(Solarstrahlung auf der Erde um den 50. Breitengrad); 1 kW/m².*

Quellen: P. Maycock PV News, EPIA

[1] Air Mass, kurz AM, auch Luftmasse, bezeichnet die Abschwächung der Strahlung durch die Atmosphäre. AM1: Solarstrahlung auf der Erde und Sonne im Zenit

tragender Markt entwickeln. Gegenwärtig werden 90% der Module aus Solarzellen auf Basis von kristallinem Silicium produziert. Die Kosten folgten lange Zeit einer Lernerfahrungkurve, die bei jeder Verdopplung der Produktion eine Kostenreduktion um 20% erlaubte. Durch die gegenwärtige Knappheit von Reinstsilicium stagnieren die Modulpreise bzw. steigen sogar an. Langfristige Kostendegression auf Werte deutlich unter 1€/W erfordert neue Technologien wie die Dünnschichttechnik. Die Marktsituation bietet aufgrund der hohen Nachfrage und der gegenwärtigen Preisstagnation jetzt die Möglichkeit, große Produktionsvolumina von Dünnschichtsolarzellen am Markt zu platzieren.

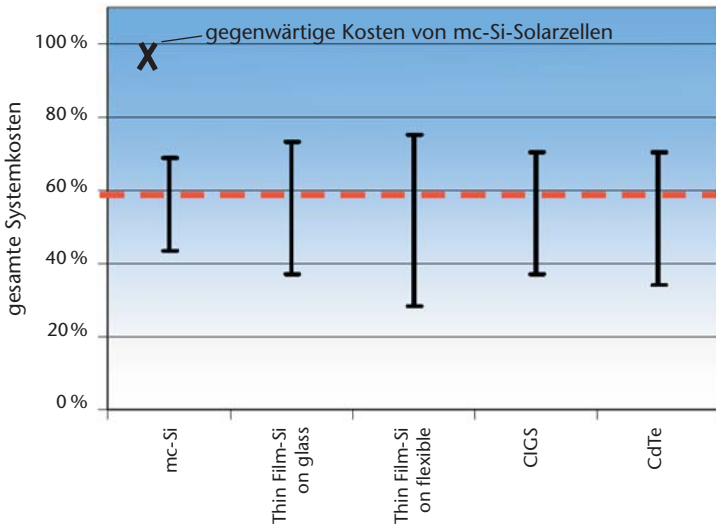


Abbildung 2
Entwicklungspotenziale verschiedener Photovoltaiktechnologien. Die Fehlerbalken geben die Variationsbreite der Kosten an.

Quelle: O. Hartley, J. Malmström, A. Milner, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, 4-8 September 2006

1. Kriterien für die Nachhaltigkeit

Die Einflussfaktoren auf die Nachhaltigkeit während des gesamten Lebenszyklus der Photovoltaikmodule sind vielfältig, ihre Gewichtung und Auswirkungen sind nicht leicht zu quantifizieren. Für die Nachhaltigkeit von Entwicklungen gelten folgende Kriterien:

- kurze Energierückzahlzeiten und hoher Erntefaktor
- geringer Flächenbedarf und Integrationsmöglichkeit in bestehende Infrastrukturen
- geringe Materialkosten und ausreichende Materialverfügbarkeit
- geringe Emissionen während der Materialgewinnung, Produktion und im Betrieb
- Recyclingfähigkeit am Ende der Lebensdauer

Die bisherige Entwicklung zeigt zwar eine sehr starke Dominanz der Siliciumtechnologie auf dem gegenwärtigen Photovoltaikmarkt. Allerdings ist noch offen, mit welcher Technologie die Kostenziele für den Wettbewerb mit konventionellen Energiequellen erreicht werden können. Verschiedene Abschätzungen zeigen, dass Kosten unter 1€/W langfristig erreichbar werden, Dünnschichttechnologien sind wegen des geringeren Materialverbrauchs dabei potenziell im Vorteil. Allerdings müssen die mit diesen Technologien hergestellten Solarzellen bezüglich Wirkungsgrad und Zuverlässigkeit konkurrenzfähig sein.

Abb. 2 zeigt, dass die Kosten aus heutiger Sicht bis auf 30% der heutigen Kosten sinken können. Ausgehend vom gegenwärtigen Entwicklungsstand der Systeme mit multikristallinen Si-Solarzellen ist das Potenzial für die Reduktion der Systemkosten für alle Technologien vergleichbar, da auch die Fehlerbalken vergleichbare Längen haben.

Energierückzahlzeit und Erntefaktor

Eine der wichtigsten Anforderungen für eine nachhaltige, erneuerbare Energietechnologie ist eine kurze Energierückzahlzeit. Die für die Herstellung und den Aufbau einer PV-Anlage aufgewandte Primärenergie muss sich in möglichst kurzer Zeit wieder einspielen. Wird die Lebensdauer der Anlage mit eingerechnet, ergibt sich der Erntefaktor, d.h. das Verhältnis von erzeugter Energie zu aufgewandter Energie. Dieser sollte möglichst groß sein. Heute wird von einer durchschnittlichen Lebensdauer der PV-Module von 25 Jahren ausgegangen. Längere Lebensdauer vergrößern den Erntefaktor, erfordern aber auch die langfristige Integration des PV-Systems in entsprechende Infrastrukturen. Die Nachhaltigkeit eines PV-Systems muss daher immer im Zusammenhang mit den Anwendungen beurteilt werden.

Schon heute spielen die Photovoltaikmodule aus kristallinem Silizium die investierte Energie für die Produktion in Deutschland spätestens nach 6 Jahren wieder ein. Neuere Entwicklungen reduzieren diese Zeit auf 3 Jahre. In sonnenreichen Gegenden im Süden Europas ist dieses

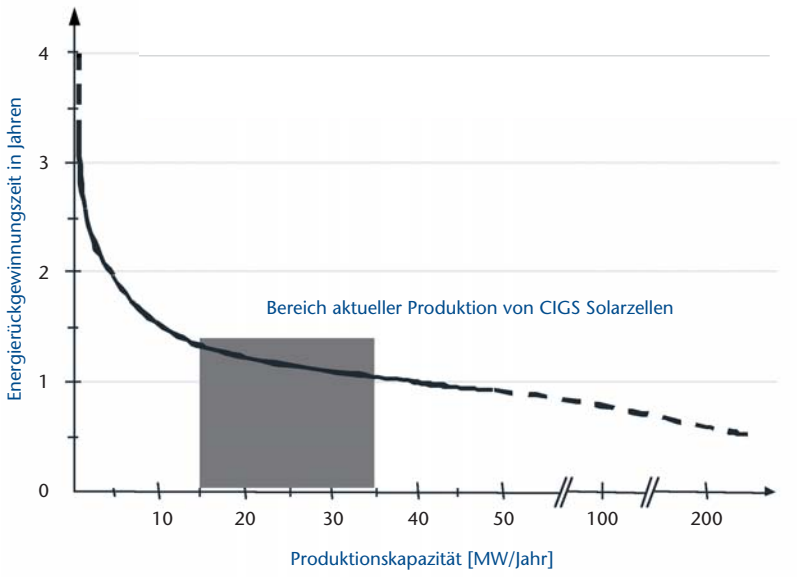


Abbildung 3
Energierückgewinnungszeiten von CIGS-Modulen in Abhängigkeit vom Produktionsvolumen. Abhängig vom weiteren Ausbau reduziert sich die Rückzahlzeit auf deutlich unter einem Jahr.

Quelle: M. Shibasaki, N. Warburg, J. Springer, Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems (SENSE), FP5 ENKS-CT-2002.00639

Verhältnis noch wesentlich günstiger. Dünnschichtsolarzellen erreichen aufgrund des geringen Materialeinsatzes eine kürzere Rückzahlzeit, die auch stark mit dem Produktionsvolumen skaliert.

Abb. 3 zeigt anhand des Beispiels von Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid ($Cu(In,Ga)Se_2$) – Kurzbezeichnung CIGS-Module, dass bei zukünftiger Produktion sehr kurze Rückzahlzeiten erreicht werden können. Zusammen mit einer Zunahme der Produktionskapazität führt die Optimierung der Technologie zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit dieses Dünnschichtphotovoltaiksystems. Abhängig von Herstellungstechnologie, Anwendung (Kraftwerke auf Freiflächen, dachintegrierte Systeme, mobile Anwendungen) und Standort (Zentraleuropa, Mittelmeerraum, Sonnengürtel) verkürzt sich die Energierückzahlzeit um etwa 30%, d.h. für dachintegrierte Systeme im Mittelmeerraum auf 1,3 Jahre, für Freiflächenanlagen in derselben Region auf 1,5 Jahre. Durch die sich abzeichnende Vergrößerung der Produktionskapazitäten wird ein weiterer Rückgang der Energierückzahlzeit der dachintegrierten Systeme auf 1 Jahr bzw. auf 1,2 Jahre für Freiflächenanlagen erwartet. Mit weiteren Entwicklungen und der Erhöhung der Produktionskapazitäten von derzeit weniger als 20 MWp/a auf zukünftige 100-200 MWp/a ist noch ein großes Potenzial für die Reduktion der Energierückzahlzeit und damit noch höherer Nachhaltigkeit gegeben.

Recycling

Obwohl Photovoltaikmodule verschleißfrei arbeiten, ist doch ihre Lebensdauer wegen der Belastungen unter unterschiedlichen Witterungsbedingungen begrenzt. Gangbare Recyclingkonzepte sind daher eine wichtige Voraussetzung für einen nachhaltigen Beitrag der Photovoltaik zu unserer Energieversorgung, insbesondere weil sie auch wertvolle wieder verwendbare Rohstoffe enthalten. Forschung und Entwicklung begleiten die Fragen des Recyclings von Produktionsabfällen und Modulen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.

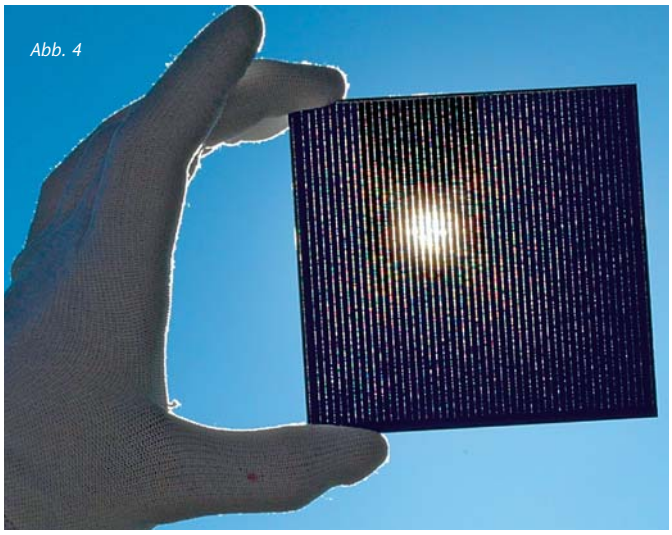
2. Forschung und Entwicklung für Nachhaltigkeit

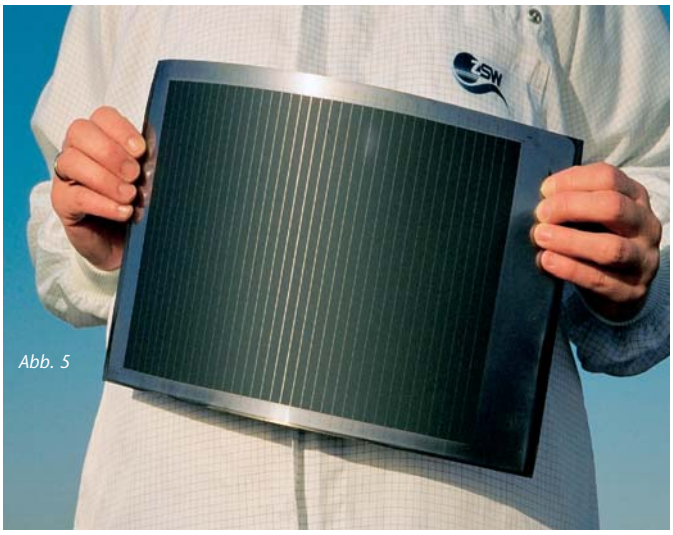
Aspekte der Nachhaltigkeit der Photovoltaik sind zentrale Forschungsthemen im Forschungs-Verbund Sonnenenergie. Denn die Photovoltaik braucht wegen ihres enormen Potenzials und der daraus resultierenden zukünftigen Bedeutung dieser Energiequelle einen breiten Forschungs- und Entwicklungshintergrund. Die Grafik in *Abb. 2* zeigt, dass verschiedene Technologien ein großes Potenzial zur Kostenreduktion haben. Daher befasst sich die Forschung und Entwicklung mit Verbesserungen bestehender und neuer Technologien bezüglich Produktionstechniken und Wirkungsgrad der Solarzellen. Sie untersuchen auch die Fragen der Umweltkompatibilität der Herstellungsprozesse.

2.1 Materialeinsatz und Strukturen

Siliciumtechnologien

In der Siliciumtechnologie bezieht sich dies auf die Reduktion der Dicke der Wafer und die damit verbundenen Anforderungen an die weitere Prozessführung. Die Herstellung von Solarzellenstrukturen durch Prozesse und Verfahren, die nur sehr niedrige Temperaturen benötigen und z.B. Lasertechniken zur Herstellung von Kontaktstrukturen verwenden, ermöglichen ebenfalls Wirkungsgrade der Zellen und Produktionsausbeuten erheblich zu steigern. Das Ziel ist dabei „mehr Leistung mit weniger Silicium“. Da der Großteil der Kosten einer PV-Anlage flächenproportional ist, bewirkt eine Erhöhung





des Solarzellenwirkungsgrades eine Verringerung der erforderlichen Modulfläche und kann darüber zu einer erheblichen Kostenreduktion führen.

Abb. 4 zeigt eine neuartige Solarzelle, die nur auf der Rückseite Kontakte besitzt, sodass die Vorderseite vollständig verschattungsfrei ist. Sie wird ausschließlich mit berührungslosen Verfahren hergestellt und ist daher auch für besonders dünne und daher bruchanfällige Silicium-Scheiben gut geeignet. Im Labor konnten am ISFH mit dieser Zellenart bereits sehr hohe Wirkungsgrade bis zu 22 % erreicht werden.

Dünnschichttechnologien

Weitere Entwicklungsmöglichkeiten bieten die Dünnschichttechnologien. *Abb. 5* zeigt ein CIGS-Dünnschichtmodul auf Metallfolie. Laborsolarzellen aus diesem Material erreichen am HMI Wirkungsgrade über 18 %.

Bei den Dünnschichtsolarzellen ist das Ziel, sehr kurze Taktzeiten bei der Modulproduktion zu erreichen und den Material- und Energieeinsatz sowie die Prozessausbeute weiter zu verbessern.

Konzentratorsolarzellen

Photovoltaik-Module, in denen sich das Sonnenlicht mittels optischer System auf kleine, hocheffiziente Solarzellen konzentriert, erreichen sehr hohe Wirkungsgrade bis zu 40 %. Durch den geringen Einsatz von Halbleitermaterial wird mit diesen am Fraunhofer ISE entwickelten Systemen eine sehr kurze Energierückgewinnungszeit erreicht.

2.2 Prozesstechniken

Nachhaltigkeit in der Prozesstechnik ist ein weiterer wichtiger Gesichtpunkt. Ein Beispiel dafür ist die Reinigung der Beschichtungsanlagen bei der Deposition von amorphem oder mikrokristallinem Silicium. Der Ersatz von klimaschädlichen Gasen wie SF6 (Schwefelhexafluorid) durch das weniger klimaaktive NF3 (Nitrogen Trifluoride) hat zudem noch eine geringere Auswirkung auf nachfolgende Beschichtungen und erlaubt eine Gasausnutzung von nahe 100 %.

Für alle Technologien gilt, dass jede Steigerung des Wirkungsgrades die Wirtschaftlichkeit proportional verbessert. Prinzipiell neue Konzepte, mit neuen, vom klassischen pn-Halbleiterübergang abweichenden Materialkombinationen, wie sie z. B. am HMI erforscht werden, versprechen weiteres Potenzial zur Kostenreduktion.

Abbildung 4
Die Vorderseite einer RISE (rear-interdigitated single-evaporated) Solarzelle.
Die Rückseite trägt beide Kontakte, daher ist die Vorderseite vollständig verschattungsfrei.

Quelle: P. Engelhart, A. Teppe, A. Merkle, R. Grischke, R. Meyer, N.-P. Harder, R. Brendel, Techn. Digest 15th PSEC, Shanghai (2005), p. 802

Abbildung 5
Dünnschichtmodul aus Cu(In,Ga)Se_2 auf Metallfolie.
Quelle: ZSW

3. Zusammenfassung

Das dynamische Wachstum des Photovoltaikmarkts unterstreicht die Attraktivität dieser erneuerbaren Energiequelle. Eine Produktion in großem Maßstab stellt eine große Herausforderung dar, auch wenn die Photovoltaik als eine der nachhaltigsten Energiequellen gilt. In diesem Beitrag werden die unterschiedlichen Voraussetzungen und Entwicklungsmöglichkeiten der gegenwärtigen Solarzellentechnologien analysiert und in den Entwicklungshorizont der Photovoltaik eingefügt.

Es sind noch erhebliche Forschungsanstrengungen notwendig, um die Photovoltaik zu einer in allen Anwendungsbereichen wirtschaftlichen Energiequelle zu entwickeln. Der ForschungsVerbund Sonnenenergie stellt sich dieser Herausforderung mit einem breit angelegten Forschungsprogramm, das zum einen aktuelle Entwicklungen unterstützt, zum andern eine nachhaltige Entwicklung der Photovoltaik durch Forschungsarbeiten an neuen Konzepten gewährleistet.

Solarthermische Kraftwerke – Europäische Potenziale kostengünstig erschließen

Prof. Dr.
Robert Pitz-Paal
DLR
robert.pitz-paal@dlr.de

Dr. Werner Platzer
Fraunhofer ISE
werner.platzer@ise.fraunhofer.de

1. Einleitung

Solarthermische Kraftwerke gelten als geeignete Großtechnologie, um im Sonnengürtel der Erde günstigen Kraftwerksstrom aus Sonnenenergie zu erzeugen. Neben den relativ niedrigen Stromerzeugungskosten ist insbesondere die Möglichkeit, Strom nach Bedarf zu produzieren, attraktiv. In Zeiten fehlender Solareinstrahlung kann nämlich entweder auf Brennstoffbetrieb umgestellt werden oder, falls verfügbar, Energie aus einem thermischen Energiespeicher verwendet werden.

Seit Anfang der neunziger Jahre speisen Solarkraftwerke 354 MW Spitzenlaststrom, der aus der Mojave Wüste stammt, ins kalifornische Stromnetz. Doch nach dem Konkurs der israelischen Herstellerfirma LUZ International Limited war es lange still um diese Technologie. Erst die Erkenntnis, dass für einen effizienten Klimaschutz schnell große Kapazitäten an CO_2-freier Stromerzeugung notwendig sind, eröffnete ihr eine neue Chance. Angestoßen durch unterschiedliche Förderprogramme und Einspeisegesetze werden inzwischen an verschiedenen Stellen auf der Welt wieder solarthermische Kraftwerke gebaut. In Europa spielt Spanien eine Vorreiterrolle, da hier erste Anlagen bereits in Betrieb genommen werden.

2. Potenziale und Märkte in Europa

Für solarthermische Kraftwerke ist die direkte Solarstrahlung nutzbar, da nur sie sich optisch konzentrieren lässt. *Abb. 1* zeigt die Verteilung der jährlichen Strahlungssumme im Mittelmeerraum, die vom DLR aus Satellitendaten ermittelt wurde. Ökonomisch sinnvoll lassen sich Solarkraftwerke bauen, wenn ausreichend Direktstrahlung (>2000 kWh/m²a) zur Verfügung steht, die Fläche nicht anders genutzt wird, sie ausreichend flach ist und zahlreiche weitere Kriterien erfüllt werden (für Details siehe [1]). Zählt man das Potenzial aller dieser Standorte

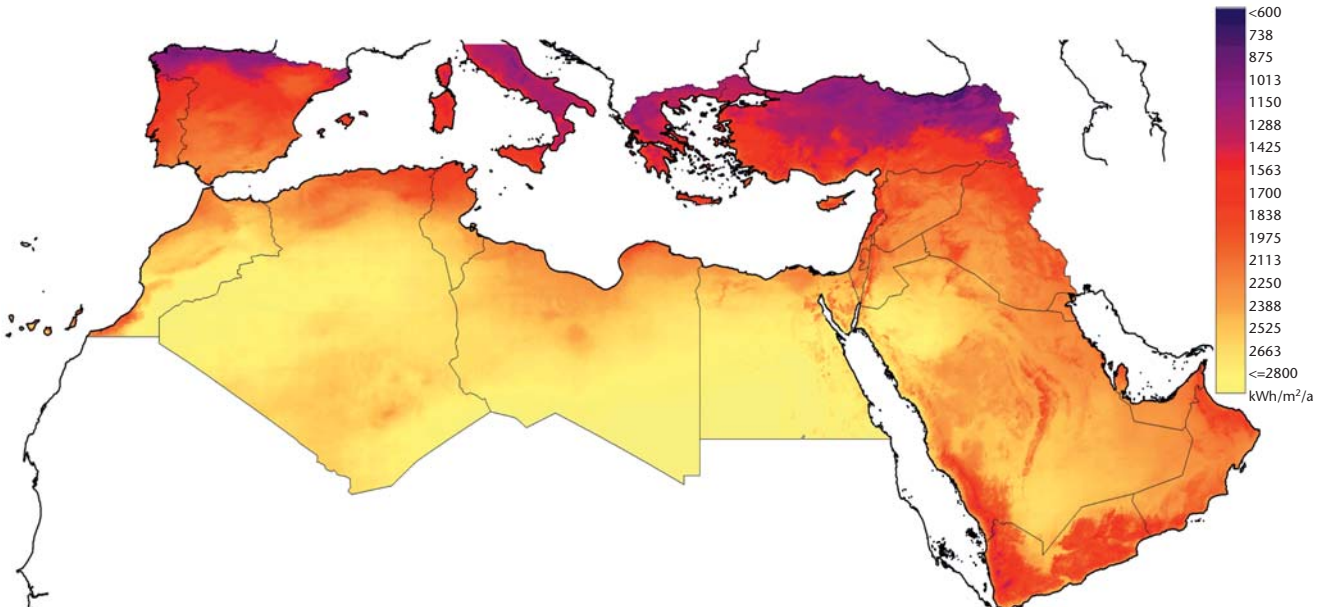


Abbildung 1
Jährliche Direktnormalstrahlung im Mittelmeerraum für das Jahr 2002, ermittelt aus Satellitendaten [1]

in Europa zusammen, dann ließen sich allein in Südeuropa (Spanien, Portugal, Italien, Griechenland, Malta) mehr als 1500 TWh an elektrischer Energie durch Solarkraftwerke erzeugen. Das entspricht etwa der Hälfte des Stromverbrauchs der EU-Staaten und ist vergleichbar mit dem in Europa zur Verfügung stehenden Windenergiepotenzial (Onshore und Offshore). An einem Standort komprimiert benötigte man dazu eine Fläche von etwa 90 km x 90 km.

Südlich des Mittelmeers ist das wirtschaftliche Potenzial um etwa den Faktor 400 größer und damit nach menschlichem Ermessen nahezu unbegrenzt. Hier könnten solarthermische Kraftwerke erhebliche Beiträge zum schnell wachsenden Strombedarf der Region leisten und der Export von Solarstrom in ein europäisches Verbundnetz könnte auch zu einem zukünftigen erneuerbaren Energiemix in Europa beitragen [2].

Da die solarthermische Stromerzeugung mit kalkulierten Kosten von 11-25 ct/kWh noch teurer ist als der fossil erzeugte Strom, begann eine Markteinführung, nachdem entsprechende erhöhte Vergütungen durch gesetzliche Regelungen garantiert wurden. Einen ersten Ansatz gab es hier bereits 1998 in Spanien. Doch erst als im Jahr 2004 die folgenden Randbedingungen erfüllt waren, konnten erste Projekte realisiert werden:

1. Ausreichend hohe Einspeisevergütung, die auch von mit der Technik wenig vertrauten Großkonzernen als gewinnträchtig eingestuft wird (ca. 21 ct/kWh)
2. Sicherheit der Tarifhöhe über die Lebensdauer des Kraftwerks (> 25 Jahre)
3. Große Kraftwerkseinheiten möglich (50MW)
4. Hybridbetrieb zur Pufferung kleiner Wolkenlücken möglich (12-15 % fossiler Anteil)

Anders als beim Markteinstieg von Wind oder Photovoltaik sind wegen der großen Einheiten sehr viel größere Investitionen pro Projekt notwendig. Hier hat es viel Zeit gekostet, Großkonzerne, die in der Lage sind, Projekte von mehr als 200 Mio. € Gesamtumfang umsetzen zu können, vom begrenzten technischen Risiko zu überzeugen. Zeitlich ebenso aufwändig waren die entsprechenden Verhandlungen mit den Banken. Dies erklärt auch, dass bei diesen ersten europäischen Kraftwerken weniger technische Innovation als vielmehr das geringe technische Risiko im Vordergrund stand. Daher ist es nicht verwunderlich, dass sich die entwickelten Systeme technisch sehr nahe an den letzten gebauten Solarkraftwerken in Kalifornien anlehnen.

Insgesamt befinden sich zurzeit in Spanien mehr als 500 MW_{el} in der konkreten Planung oder im Bau und mehr als 1,5 GW_{el} in der Vorbereitung. Es ist erfreulich zu beobachten, dass inzwischen auch in Portugal, Griechenland, Frankreich und Italien in neueren Einspeisegesetzen solarthermische Kraftwerke berücksichtigt werden, selbst wenn zum Teil die oben identifizierten Erfolgskriterien noch nicht überall erfüllt sind.

3. Rolle und Produkte der deutschen Industrie

Obwohl die solarthermische Stromerzeugung in Deutschland selbst keine wirtschaftliche Option darstellt, gibt es sowohl in der Industrie als auch in der Forschung eine lange Tradition, sich in diesem Gebiet zu engagieren. Schon bei den ersten Solarkraftwerken in Kalifornien stammten die 2,5 Mio. m^2 Spiegel und 90 km Glashüllrohre aus deutscher Produktion. Doch inzwischen wollen die Deutschen auch am Gesamtsystem verdienen.

Abbildung 2
Teststrang des Parabolrinnenkollektors SCAL-ET mit Absorberrohren von Schott Rohrglas betrieben kommerziellen SEGS V in den USA

Parabolrinne

Heute kann das gesamte Solarfeld aus deutscher Hand angeboten werden *(Abb. 2)*. Die Technologie basiert auf einem von dem deutschen Konsortium mit dem DLR neu entwickelten Kollektor mit Namen SCAL-ET. Dieser ist kompatibel zu

Abbildung 3
Animation eines linearen Fresnelkollektors zur Heißdampferzeugung

den Spiegelfacetten und zur Absorberrohrgröße des kalifornischen Designs aber hinsichtlich Steifigkeit, Gewicht und optischer Genauigkeit deutlich überlegen. Das ebenfalls neu von der Firma Schott, dem Fraunhofer ISE und der DLR entwickelte Absorberrohr zeichnet sich aus durch eine bessere optisch selektive Schicht, weniger Abschattungsverluste und eine längere Lebensdauer als die bisher verfügbare Technik aus Israel. Das Solarfeldengineering sowie die Sensortechnologie und Steuerung für die Nachführung des Kollektors werden von der Firma Flagsol aus Köln angeboten. Um das System zu qualifizieren, wurde ein kompletter Strang in das existierende Kraftwerk in Kalifornien integriert und parallel zu den vorhandenen Kollektoren über mehr als zwei Jahre betrieben. Dabei konnte ein um mehr als 10% erhöhter Jahresertrag nachgewiesen werden.

Dieses System kommt nun beim ersten Parabolrinnenkraftwerk in Spanien (Andasol I), das von der deutschen Solar Millennium AG entwickelt wurde und Mitte 2008 in Betrieb gehen soll, mit 510.000 m² zum Einsatz. Auch bei den Komponenten der herkömmlichen Kraftwerkstechnik konnte Siemens bereits eine Dampfturbine für ein neues Parabolrinnenkraftwerk in den USA verkaufen.

Linearer Fresnel-Kollektor

Bei linearen Fresnel-Kollektoren besteht der Konzentrator aus einzelnen Facetten planer Spiegel *(Abb.3)*. Bei den dafür erforderlichen Bauteilen handelt es sich zu einem hohen Anteil um kostengünstige Standardkomponenten, die fast weltweit verfügbar sind, eine hohe lokale Wertschöpfung ermöglichen und damit auch Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Technologien erwarten lassen. Darüber hinaus ist die Fresnel-Technik unempfindlich gegen Windlasten und erlaubt eine hohe Landausnutzung. In technischen und wirtschaftlichen Studien wurden Funktionsfähigkeit und potenziell günstige Stromgestehungskosten bestätigt. Optimierungspotenziale im Bereich der Receiver- und der Sekundäroptik sowie unterschiedliche kommerzielle Konzepte (der Firmen Solar Power Group und Solar Heat and Power) wurden theoretisch untersucht. An Luft stabile Absorberschichten für die Receiverrohre wurden am Fraunhofer ISE mit Unterstützung des BMU entwickelt. Regelungsaspekte und Fragen zur Direktverdampfung wurden auf Basis von Simulationen geklärt.

Technische und wirtschaftliche Voraussagen müssen jedoch über Demonstrationsprojekte verifiziert werden, denn der Verweis auf reale Referenzprojekte ist entscheidend für den

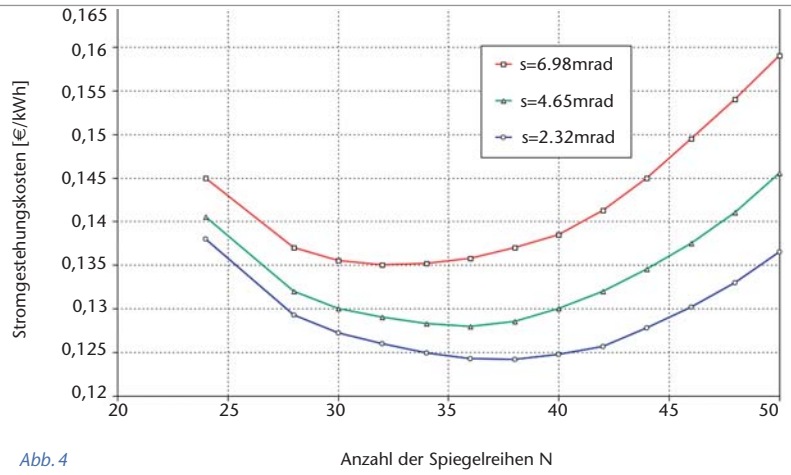


Abb. 4

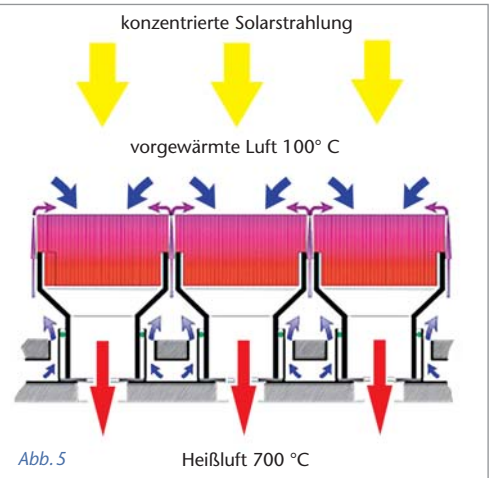


Abb. 5

Abbildung 4
Beispiel der wirtschaftlichen Optimierung des Solarfeldes beim Fresnel-Kollektor (Anzahl der Spiegelreihen N, abhängig vom optischen Fehler „s" der Primärspiegel) [3]

Abbildung 5
Schema des volumetrischen Luftreceivers HitREC

kommerziellen Erfolg. Zur Verifizierung der Modellrechnungen wird derzeit die Errichtung eines Demonstrationskollektors auf der Plataforma Solar in Almería von MAN Ferrostaal Power Industry und Solar Power Group vorbereitet *(Abb. 4)*. Die wissenschaftliche Charakterisierung wird vom DLR und dem Fraunhofer ISE durchgeführt. Weitere Fresnel-Kollektorprojekte von Solar Heat and Power Ltd., Australien, und der Startup-Firma Novatec Biosol AG, Karlsruhe, sind in Vorbereitung.

Turm

Das deutsche Engagement in der Turmtechnologie befasst sich mit Luft als Wärmeträgermedium. Die Mitte der achtziger Jahre unter dem Namen PHOEBUS entwickelte Technologie wurde in einer vom DLR weiterentwickelten Form unter dem Namen HITREC von der Kraftanlagen Anlagentechnik München lizenziert.

Das Receiverprinzip ist in *Abb. 5* dargestellt. Umgebungsluft wird durch einen bestrahlten porösen keramischen Absorber gesaugt und erwärmt sich dabei auf bis zu 800 °C. Sie kann dann zur Erzeugung von Dampf verwendet werden. Geringe thermische Trägheiten und die Hochtemperaturfähigkeit sind Vorteile des Systems. Eine erste Prototypanlage mit einer Leistung von 1,5 MW_{el} ist zur Zeit in Jülich in Planung. Bei der Standortauswahl stand nicht die Verfügbarkeit von solarer Strahlung im Vordergrund, sondern die Möglichkeit, das System in einer kompetenten und geschützten Umgebung entwickeln zu können.

Darüber hinaus sind deutsche Firmen als Zulieferer für Komponenten für Turmkraftwerke im Geschäft, so zum Bespiel der Getriebehersteller Flender, der die Getriebe für die Heliostate eines Turmkraftwerks in Spanien liefert.

Dish Stirling

Auch Dish Stirling Systeme sind komplett aus deutscher Hand zu beziehen. Das Stuttgarter Ingenieurbüro Schlaich, Bergermann und Partner hat ein System entwickelt, das auf dem 10 kW Stirlingmotor der SOLO Kleinmotoren GmbH basiert. Bislang existiert eine Reihe von Prototypen, die ihre Leistungsfähigkeit über etliche tausend Stunden Betrieb bereits nachgewiesen haben. Für den Markteinstieg soll als nächstes eine Kleinserienproduktion vorbereitet werden.

4. Zukünftige Herausforderungen für Forschung und Entwicklung

Um eine nachhaltige Marktdurchdringung der solarthermischen Kraftwerke zu erzielen, ist es notwendig, die Stromerzeugungskosten weiter zu senken. Forschungsvorhaben dafür sind die Reduktion von Materialeinsatz, die Steigerung der Effizienz, zum Beispiel. durch höhere Temperaturen und die Nutzung von thermischen Energiespeichern [4]. Im Folgenden werden einzelne wichtige Themen ausführlicher dargestellt:

Reflektoren / Absorber

Hochtemperaturstabile und leistungsfähige Receiverrohre können mittels der physikalischen Vakuumbeschichtung sowohl für die Anwendung in der Parabolrinne als auch im Fresnelkollektor optimiert und weiterentwickelt werden. Der für Parabolrinnen entwickelte Parabolic Trough Receiver (PTR) der Firma Schott auf der Basis von Cermet-Schichten erreicht mit einem Absorptionsgrad von 95 % der Sonnenstrahlung und 14 % Emission thermischer Abstrahlung[1] bei 400 °C Arbeitstemperatur sehr gute Werte. In einem laufenden Vorhaben wird der Parabolrinnenreceiver für den Einsatz bei noch höheren und damit für den Kraftwerkswirkungsgrad vorteilhafteren Temperaturen von bis zu 500 °C für den direkt verdampfenden Parabolrinnenkollektor entwickelt.

Beim Fresnelreceiver ist die Glashülle und das Vakuum nicht notwendig, das Schichtsystem muss jedoch einen anderen Aufbau besitzen, um Oxidation und Diffusion verhindern zu können. In einem laufenden BMU-Vorhaben konnten am Fraunhofer ISE bereits bei 450 °C an Luft stabile Absorberschichten mit 90 % Absorption und 20 % Emissionsgrad *(siehe Fußnote [1])* hergestellt werden. Durch eine Optimierung von Prozessführung, Substratbehandlung und Schichtdicken sollen Emission und Absorption noch weiter verbessert werden. Höhere Reflexionswerte als Glasspiegel mit Rückseitenbeschichtung können prinzipiell durch vorderseitige Beschichtung erreicht werden. Aber auch hier stellt sich die Frage der Stabilität der Beschichtung gegenüber Sand und anderen Umwelteinflüssen, z. B. in einem Turmreceiver auch gegenüber hoher Temperaturbelastung. Reflexionsgrade über 95 % sind auch hier das Ziel.

Thermische Energiespeicher

Die Einbindung thermischer Energiespeicher trägt dazu bei, Strahlungsangebot und Stromnachfrage tageszeitlich zu entkoppeln und damit ggf. höhere Erlöse zu erzielen. Speicher ermöglichen zudem, das Kraftwerk immer unter Nennlast-Bedingungen zu betreiben und damit zu einer zuverlässigen Energiebereitstellung beizutragen. Entscheidend ist weiterhin die Tatsache, dass der Kraftwerksblock insgesamt über mehr Betriebsstunden genutzt werden kann und sich damit seine Investitionskosten auf die Gewinnung von mehr elektrischem Strom verteilen. Herausforderungen bei der Entwicklung von Speichern bestehen hinsichtlich Kosten, Langzeitstabilität und Be- bzw. Entladeleistung. Thermische Verluste hingegen sind aufgrund der großen Abmaße und des damit verbundenen großen Volumen-zu-Oberflächen-Verhältnisses kein Problem.

Ein Forschungsschwerpunkt liegt zurzeit auf der Entwicklung von Latentwärme-Speichersystemen für Wasser/Dampfsysteme, die unter hohem Druck (>100 bar) betrieben werden. Hier kann zum Beispiel die Phasenwechselenergie, die zum Aufschmelzen von Salzgemischen benötigt wird, als Speicherenergie genutzt werden. Da erstarrte Salze aber eine geringe Wärmeleitfähigkeit besitzen, sind intelligente Überlegungen zur wärmetechnischen Anbindung gefragt. Eine Möglichkeit ist das Verpressen des Salzes in eine gut Wärme leitende Grafitmatrixstruktur.

Kraftwerkskreislauf

Die Entwicklung von neuartigen Kraftwerkskreisläufen hat das Ziel, die solare Wärme optimal zu integrieren. Die optimale Integration hängt im Wesentlichen vom verwendeten Wärmeträger und seiner Temperatur ab. Während bisherige Parabolrinnensysteme mit Thermoöl nur bis zu einer Temperatur bis zu 390 °C betrieben weden, lassen direktverdampfende Kollektoren oder Turmkraftwerke mit höheren Temperaturen andere Kreislaufvarianten zu. Die Einkopplung von Hochtemperaturwärme von mehr als 1000 °C, wie sie in Turmkraftwerken erzeugt werden kann, in einen Gas- und Dampfturbinenprozess, könnte zu einem Sprung im Wirkungsgrad bei solarthermischen Kraftwerken führen.

Eine weitere wichtige Herausforderung ist die Verminderung oder Vermeidung des Bedarfs an Kühlwasser für diese Kraftwerke, das an guten Solarstandorten typischerweise nicht kostengünstig zur Verfügung steht. Hier stellen Gasturbinensysteme ebenfalls eine Alternative dar, da sie ohne Kühlwasser auskommen und ihre Leistungsfähigkeit im Vergleich zu Dampfkraft-

[1] Die Emission thermischer Abstrahlung definiert sich als Verhältnis der thermischen Verluste des Absorbers zu einem ideal schwarzen Körper.

Abbildung 6
Formabweichung eines Parabolrinnenkollektors von der idealen Parabelform (überhöht dargestellt) ermittelt mit dem DLR Meßsystem OPAL [5]

werken mit Trockenkühlturm weniger stark mit steigenden Umgebungstemperaturen abnimmt. Darüber hinaus werden zurzeit Versuchsanlagen erprobt, bei denen das Kühlwasser zwischengespeichert wird, um den Unterschied zwischen Tag- und Nachttemperaturen ausnutzen zu können.

Standardisierung und Qualitätssicherung
Die optischen Genauigkeitsanforderungen an konzentrierende Solarsysteme sind sehr hoch und lassen sich mit den heutzutage in der Baubranche verwendeten Methoden zur Sicherung der Maßhaltigkeit nicht leicht erzielen. Ähnliches gilt für die optischen und thermischen Eigenschaften von Absorbern und Reflektoren. Daher sind neue Methoden zur Qualitätssicherung zu entwickeln *(Beispiel in Abb.6)* und mittelfristig in Richtlinien und Standards umzusetzen, um die Systeme zu vereinfachen und Produkte verschiedener Hersteller besser optimieren zu können.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Nach langer Pause entwickelt sich nun weltweit erneut ein Markt für solarthermische Kraftwerke. In Europa spielt Spanien hier eine Vorreiterrolle. Deutsche Firmen konnten sich mit Unterstützung der Forschungskompetenzen im ForschungsVerbund Sonnenenergie, als Projektentwickler sowie als Komponenten- und Subsystemlieferanten in diesem Markt gut positionieren. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind notwendig, um den Wettbewerbsvorsprung auszubauen und entsprechende Lieferanteile abzusichern. Die deutsche Forschung ist durch ihren Zugang zur Plataforma Solar in Almería gut aufgestellt, den Unternehmen exzellente Entwicklungsmöglichkeiten zu bieten.

Literatur

[1] Franz Trieb (Ed): MED-CSP Concentrating Power for the Mediterranean Region, Final Report, www.dlr.de/tt/med-csp, 2005
[2] Franz Trieb (Ed) Trans-CSP Trans Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power, Final Report www.dlr.de/tt/trans-csp, 2006
[3] Gabriel Morin et.al., Road Map towards the Demonstration of a Linear Fresnel Collector using a Single Tube Receiver, 13th SolarPACES International Symposium, Sevilla, 20.-23. Juni 2006
[4] Pitz-Paal R., et al. Development Steps for Concentrating Solar Power Technologies with maximum Impact on Cost Reduction, Proceedings of ISEC2005 ASME International Solar Energy Conference, August 6-12, Orlando, Florida, ISEC2005-76126, 2005.
[5] Pottler, K.; Lüpfert, E.; Johnston, G.; Shortis M.: Photogrammetry: A Powerful Tool for Geometric Analysis of Solar Concentrators and Their Components. J. Solar Energy Engineering, Vol. 127, February 2005, pp 94-101.

Windkraft, Wasserkraft und Meeresenergie – Technik mit sozialer, ökologischer und ökonomischer Akzeptanz

Jochen Bard
ISET
jbard@iset.uni-kassel.de

1. Windenergie

Die jährlichen Zuwachsraten der neu installierten Windkraftanlagen liegen seit Jahren im zweistelligen Bereich. Diese rasante Entwicklung wurde im Wesentlichen durch Forschungs- und Förderprogramme der Länder und des Bundes, insbesondere jedoch durch wegweisende gesetzgeberische Maßnahmen wie das Stromeinspeisungs-Gesetz (StrEG) und das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ermöglicht.

Ende Juli 2006 waren in Deutschland ca. 17.841 Windenergieanlagen mit zusammen etwa 19.276 MW Leistung in Betrieb, die etwa 6% des deutschen Strombedarfs decken. Trotz insgesamt rückläufiger Installationszahlen in Deutschland konnten durch eine Erhöhung des Exportanteils auf etwa 50% die Fertigungskapazitäten ausgelastet werden. Von den weltweit 6,3 Mrd. Euro Umsatz der Windindustrie im Jahr 2004 wurden 3,15 Mrd. in Deutschland erwirtschaftet. Nach Angaben der Fachverbände waren in 2004 über 60.000 Menschen in der Windenergiebranche beschäftigt. Damit ist Deutschland nicht nur wie bereits seit Jahren führend in der Anwendung der Windenergie sondern auch in der Entwicklung innovativer Technologien.

1.1 Preisentwicklung

Obwohl bei den spezifischen Investitionskosten der Windenergieanlagen in Bezug auf ihre Nennleistung (€/kW) kaum noch weitere Preisreduktionen messbar sind, ist der Trend der auf den Jahresenergieertrag am Referenzstandort bezogenen Investitionskosten auch weiterhin fallend. Aus der vom ISET für die Windenergie ermittelten Lernkurve kann man eine Preisreduktion von 10% je Verdoppelung der kumulierten installierten Leistung ableiten. Hiernach ergibt sich als Wert für das Jahr 1990 ein spezifischer Anlagenpreis von ca. 0,85 €/kWh · a am Referenzstandort. Dieser konnte bis 2004 auf etwa 0,40 €/kWh · a reduziert werden. Dies entspricht einer Preisreduktion von 53% innerhalb von 15 Jahren bzw. einer Lernrate von 10% je Verdoppelungsschritt der installierten Leistung. Die günstigsten Windkraftanlagen in Deutschland erzeugen Windstrom für etwa 4 ct/kWh.

1.2 Das Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm

Mit dem Ziel, statistisch relevante Erfahrungswerte über den praktischen Einsatz von Windenergieanlagen in Deutschland zu gewinnen, fördert das Bundesministerium für Umwelt (BMU) den Breitentest „250 MW Wind“. Das seit 1990 parallel laufende „Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP) [1] begleitet diese Fördermaßnahme und damit auch den Aufbau der Windenergienutzung in Deutschland mit wissenschaftlich-technischen Auswertungen:

- meteorologische Bedingungen, denen die Windenergieanlagen ausgesetzt sind
- Zuverlässigkeit, mit der die Anlagen arbeiten, bzw. der Störungen, die an den Anlagen auftreten
- Stromerzeugungsbeitrag durch die Windenergie
- Kosten für die Bereitstellung der elektrischen Energie

Die bis heute mit den Auswertungen des WMEP erzielten Erkenntnisse geben Politik, Wissenschaft und Industrie mit dem jährlich erschei-

Abbildung 1
Dänischer Offshore Windpark Hornsrev
Quelle: Vestas Wind Systems

nenden „Windenergie Report Deutschland“ wesentliche Informationen zur Einschätzung der Windenergienutzung.

Die Summe der momentan durch die verteilt installierten Windenergieanlagen in die Netze eingespeiste Leistung ist auf Grund des gegenseitigen Ausgleichs weniger durch lokal schwankende Windgeschwindigkeiten, sondern vielmehr durch das weiträumige Wettergeschehen geprägt. Dazu gehören die jahreszeitlichen Schwankungen und vor allem in den Sommermonaten auch Erwärmungsvorgänge der Atmosphäre, die zu ausgeprägten Tagesgängen führen können. Die Schwankungen des Summenleistungsverlaufs haben daher keine zu starken zufallsbedingten Steigungen, sodass die kurz- und mittelfristig zu erwartende Leistung mit entsprechenden Verfahren zufrieden stellend vorhergesagt werden kann. Die im Rahmen des „250 MW Wind“- Programms seit Anfang der 90er Jahre durchgeführten Untersuchungen zum Leistungsdargebot der Windenergie bilden die Grundlage für die von ISET entwickelten Programme zur Online-Erfassung und Prognose der eingespeisten Windleistung, die heute zum unverzichtbaren Werkzeug in den Netzleitwarten deutscher Übertragungsnetzbetreiber geworden sind [2].

Als Plattform zur Weitergabe von Daten und zur Veröffentlichung von Auswertungen wird seit Anfang 1997 auch das Internet genutzt unter **http://reisi.iset.uni-kassel.de.**

1.3 Offshore-Windenergienutzung

Mit insgesamt 15 genehmigten Windparks mit über 1000 Anlagen (Stand 08/2006) hat in der deutschen AWZ[1] auch die Ära der Offshore-Windenergienutzung begonnen. In der ersten Ausbauphase bis 2010 sollen nach den in 2002 entwickelten Plänen des Bundes bis zu 3.000 MW Windenergieleistung an geeigneten Standorten installiert werden [2]. Die nächste Phase sieht bis 2030 einen Ausbau auf 20.000 bis 25.000 MW vor. Die Offshore-Windkraftanlagen würden dann 70 bis 85 Milliarden Kilowattstunden Strom pro Jahr erzeugen. Dies wären etwa drei Viertel der für diesen Zeitpunkt insgesamt eingeplanten 95 bis 110 Milliarden Kilowattstunden Strom aus Windkraft. Gemessen am heutigen Bedarf würde das einem Anteil der Windstromerzeugung zwischen 20 und 25 % entsprechen. Die Gesamtzahl der bis 2030 im Meer zu installierenden Anlagen beläuft sich dann bei einer angenommenen mittleren Leistung von knapp 4 MW pro Anlage mit heutiger Technik auf mehr als 6000 Anlagen. Dieses ehrgeizige Ausbauziel erfordert neben erheblichen Investitionen in die Infrastruktur der elektrischen Netze auch eine vorausschauende Planung der einzelnen Ausbauschritte. Hierzu haben sich einige Konsortien gebildet. Erste Kabeltrassen sind bereits genehmigt.

[1] Die deutschen Gewässer in Nord- und Ostsee unterteilen sich in die 12 Seemeilen-Zone (Küstenmeer) und die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). Das Küstenmeer ist deutsches Hoheitsgebiet. Seewärts der 12 Seemeilen-Grenze bis maximal 200 sm Entfernung zur Küste befindet sich die AWZ, an die sich die hohe See anschließt.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens prüft das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrologie (BSH), ob die einzelnen Schutzgüter der Meeresumwelt z. B. Vögel, Fische, Meeressäuger, Bodenfauna, Boden und Wasser durch das Projekt gefährdet werden. Außerdem ist bei Windparkvorhaben mit mehr als 20 Anlagen eine Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) durchzuführen. Zu diesem Zweck muss der Antragsteller die Meeresumwelt in dem beplanten Gebiet untersuchen und die Auswirkungen des Vorhabens prognostizieren. Das BSH hat hierzu ein Regelwerk herausgegeben, das den Antragstellern den grundsätzlich für erforderlich gehaltenen Untersuchungsumfang für die einzelnen Schutzgüter vorgibt [3]. Eine Abschätzung möglicher ökologischer Auswirkungen war in der Vergangenheit mangels praktischer Erfahrung und fehlender Daten sehr schwierig. Die im Rahmen des vom BMU finanzierten Projekts BeoFINO errichtete Forschungsplattform FINO 1 bietet heute ideale Möglichkeiten, Auswirkungen auf die Bodenfauna und den Vogelzug zu untersuchen. Die Ergebnisse dieser Studie wurden im Abschlußbericht in 2005 veröffentlicht [4].

1.4 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Unter maßgeblicher Beteiligung des ISET wurde 2003 die European Academy of Wind Energy (EAWE) gegründet. Sie ist ein weltweit einmaliger Kompetenzverbund für Windenergieforschung. Darin haben sich die vier führenden europäischen Forschungsinstitute sowie einige Universitäten zusammengeschlossen und repräsentieren so insgesamt über 80 % der europäischen Forschungskapazitäten im Windenergiebereich. Die von der EAWE formulierten Forschungsschwerpunkte für die kommen Jahre umfassen Themen wie:

- intelligente Windkraftwerke der Zukunft
- kurz- und langfristige Windleistungsvorhersage
- Zusammenlegung von dezentralen Windparks als virtuelle Kraftwerke
- angepasste lastreduzierende Regelungsverfahren und die weitere Steigerung der technischen Verfügbarkeit für den Offshore-Einsatz
- Entwicklung von Reserve- und Risikostrategien
- Ertrags- und Windleistungsprognosen für Offshore-Anlagen

2. Wasserkraft

Die Wasserkraft ist die älteste und am weitesten entwickelte Technologie zur nachhaltigen Stromerzeugung. Mit einem Anteil von 18 % an der weltweiten Stromerzeugung steht sie auf dem dritten Platz nach Erdöl und Kohle. Aus mehr als 750 GW werden pro Jahr etwa 2800 TWh Strom erzeugt. Weitere 120 GW befinden sich im Bau, 300 bis 400 GW sind noch geplant. Das technische Potenzial der Wasserkraft entspricht etwa 90 % des weltweiten Strombedarfs, jedoch werden nur ca. 30 % davon als nachhaltig eingestuft. Insbesondere große Wasserkraftanlagen mit großen Stauseen verursachen lokal erhebliche soziale und ökologische Probleme. Demgegenüber können kleine Wasserkraftanlagen durchaus so ausgeführt werden, dass Umweltauswirkungen gering ausfallen und auch strengeren Auflagen, wie sie z. B. aus der europäischen Wasserrahmenrichtlinie resultieren, genügen.

Allein in China versorgen über 45.000 Kleinwasserkraftanlagen mehr als 300 Millionen Menschen. Darüber hinaus ist die Kleinwasserkraft weltweit mit der Versorgung von über 50 Millionen Haushalten und 60.000 Kleinbetrieben die wichtigste Technologie zur länd-

Abbildung 2
Kleinwasserkraft Pilotanlage in Tirva (Finnland), EU-Projekt Vasocompact
Quelle: ISET

lichen Elektrifizierung, wo es keine Stromnetze gibt. Mit Anschlusskosten von typisch 50 bis 75 $ pro Haushalt verursacht sie die niedrigsten Kosten und bietet durch eine weitgehend angepasste Technologie die höchste regionale Wertschöpfung.

2.1 Wasserkraft als Speicher

Neben der Stromerzeugung hat die Wasserkraft in Form von Pumpspeicherkraftwerken enorme Bedeutung als derzeit einziger bedeutender Pufferspeicher für elektrische Energie. Die größten Anlagen können über Stunden mehrere Gigawatt an Leistung aufnehmen oder abgeben und innerhalb von Sekunden eingesetzt werden. Der Energieinhalt der norwegischen Speicherkraftwerke genügt, um Europa über Wochen mit elektrischer Energie zu versorgen. Im Unterschied zu anderen Erneuerbaren wächst die Wasserkraft mit moderaten 3%/a bei tendenziell steigenden Kosten für neue Anlagen, was vorwiegend durch steigende Rohstoffpreise wie z. B. den hohen Stahlpreisen verursacht wird.

2.2 Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

Nationale und internationale Forschungsprogramme konzentrieren sich daher – soweit die Wasserkraft überhaupt noch Beachtung findet – auf die Reduktion der Kosten und der Umweltsauswirkungen der Anlagen. Trotz der technischen Reife moderner Wasserkraftanlagen führt technologischer Fortschritt zu immer besseren Turbinen und neuen Lösungen wie zum Beispiel direktgetriebenen Synchrongeneratoren mit Permanenterregung, die ein Getriebe überflüssig machen.

Eine besonders für Anlagen mit niedriger Fallhöhe interessante Entwicklung hat das ISET im Rahmen eines Europäischen Projektes (VAS-COMPACT) entwickelt. Hierbei wird die aufwändige mechanische Regulierung von Lauf- und Leitrad der Kaplanturbine durch eine elektronische Drehzahlregelung ersetzt. Diese neuartigen Turbinen mit integrierten Permanentmagnetgeneratoren funktionieren getriebelos und können daher komplett unter Wasser betrieben werden. Mit ihnen sind Kosteneinsparungen im Bereich von 10% möglich. Weitere interessante neue Lösungen sind:

- Kompakt-Turbinen mit der Bezeichnung ECOBulb™. Sie wurden für kleine Flusskraftwerke entwickelt und sind ein besonders umweltverträgliches Produkt. Sie garantieren dank ihrer innovativen Technologie sehr hohe Wirkungsgrade bei minimalem Wartungsaufwand.
- „Straflomatrix“- Miniturbinen der Firma Andritz VATech können schon bei geringem Gefälle Strom erzeugen.

3. Meeresenergie: Gezeiten, Wellen, Strömungen

Auf die Meere entfällt auf Grund ihres Anteils an der Erdoberfläche gut 70% der solaren Einstrahlung und fast 90% der Windenergie. Sie halten damit den größten Teil der weltweiten Ressourcen an erneuerbaren Energien bereit. Technisch und wirtschaftlich nutzbar sind aus heutiger Sicht jedoch nur Bruchteile dieses theoretischen Energieangebots.

Europäische Studien schätzen das weltweite technische Erzeugungspotenzial der Wellenenergie auf 11.400 TWh/a. Nachhaltig nutzbar sind davon schätzungsweise etwa 1.700 TWh pro Jahr.

3.1 Gezeitenenergie

In Küstennähe treten durch die Gezeiten starke Meeresströmungen auf, die ebenfalls zur Energiegewinnung genutzt werden können. Das gesamte nutzbare Potenzial liegt nach heutiger Kenntnis bei etwa 800 TWh/a.
Die einzige Technologie, die heute bereits im Kraftwerksmaßstab eingesetzt wird, sind die Gezeitenkraftwerke. Das mit 240 MW größte befindet sich an der Mündung der Rance bei St. Malo an der französischen Atlantikküste, weitere Anlagen existieren in Kanada und China. Südkorea plant zurzeit drei weitere Kraftwerke dieses Typs mit zusammen mehr als 1700 MW.

Abbildung 3
Schottische Wellenenergieanlage Limpet

Quelle: Wavegen – Voith Siemens Hydro Power Generation

3.2 Osmoseenergie

Ein weiteres Verfahren zur Energieerzeugung beruht auf der Ausnutzung des osmotischen Druckes zwischen Süßwasser und Meerwasser, z. B. an einer Flussmündung mithilfe spezieller Membranen mit hoher Salzrückhaltung. Diese Technologie befindet sich zurzeit noch im Labormaßstab. Weltweit ist an Flüssen mit einem Durchfluss von über 500 m^3/s theoretisch eine Leistung von ca. 730 GW erreichbar, bzw. etwa 2.000 TWh pro Jahr als nachhaltiges Potenzial.

3.3 Wellenenergie

Aber auch die Wellenenergie wird sich in den nächsten Jahren rasch entwickeln. Der erste Wellenenergiepark der Welt mit drei Anlagen vom Typ Pelamis mit je 750 kW, einem aus beweglichen Gliedern bestehenden schwimmenden System, das an eine Seeschlange erinnert, wird in Kürze vor Portugal in Betrieb gehen. In Spanien und Portugal sind weitere Parks im Megawattbereich mit Punktabsorbern geplant. In Großbritannien wird in einem speziell ausgewiesenen Bereich der Nordsee ein Netzanschluss mit 20 MW Kapazität für die Installation von Wellenenergiewandlern, der sog. „Wavehub“ bereitgestellt. Insgesamt werden in den kommen Jahren allein in Europa mindestens 300 Mio. Euro in Entwicklung und Bau von Meeresenergieanlagen investiert. Auf Grund der technischen Nähe zur Wasserkraft war es z. B. für die Firma Voith Siemens Hydro Power Generation eine „logische Ergänzung zur klassischen Wasserkraft“, die schottische Firma Wavegen und ihr Konzept einer Luftstau erzeugenden küstengebundenen Anlage zu erwerben *(Abb. 3)*. Eine Anlage dieses Typs soll in Kooperation mit der EnBW erstmalig auch in Deutschland an der Nordseeküste errichtet werden.

3.4 Nachhaltig nutzbare Potenziale

Die Nutzung vorwiegend küstennaher und aus heutiger Sicht technisch erreichbarer Meeresflächen ergibt unter Berücksichtigung von Wellen, Strömungen und Osmose ein weltweit nutzbares Potenzial von insgesamt etwa 5.000 TWh pro Jahr, also knapp ein Drittel des Weltstrombedarfs.

3.5 Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

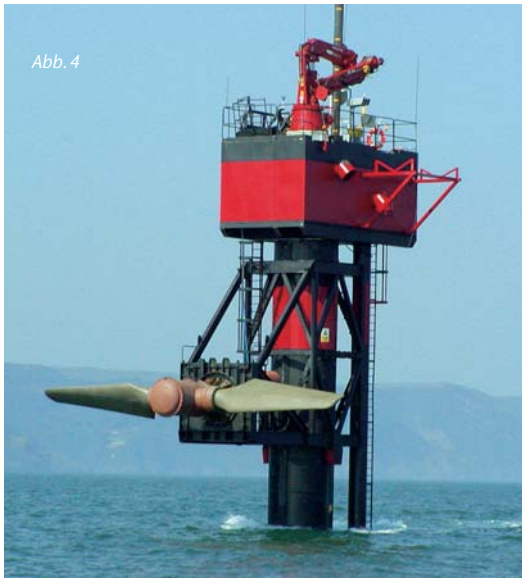
Zurzeit sind etwa 10 Forschungseinrichtungen, darunter das ISET, sowie etwa 20 Unternehmen aus Deutschland an Entwicklung und Herstellung von Komponenten und Systemen für die Nutzung der Meeresenergie beteiligt. Es könnte für viele Unternehmen aus der Wasserkraft oder Windenergie ein interessanter neuer Exportmarkt entstehen.

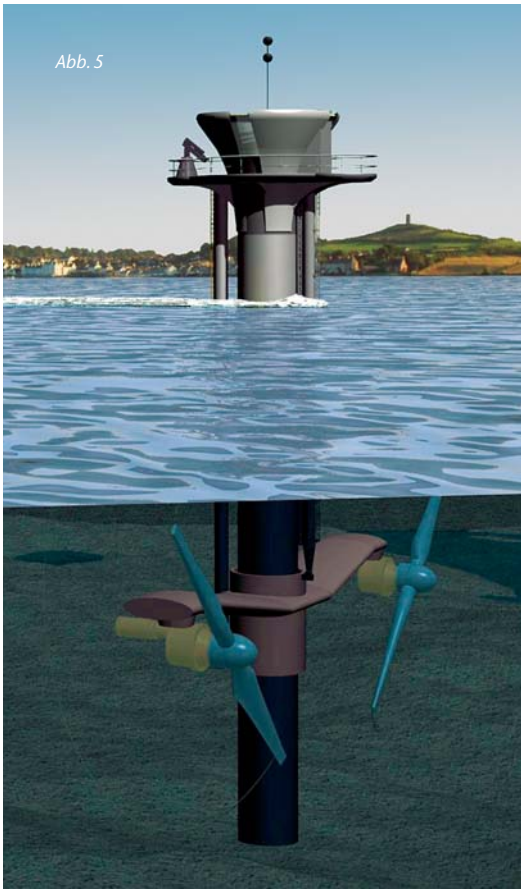
Dies war auch ausschlaggebend für das BMU, das ISET gemeinsam mit Industriepartnern erstmalig mit einem Forschungsprojekt zur

Abbildung 4
Meeresströmungs-turbine Seaflow im Meeresarm der Severn, Nähe Bristol
Quelle: ISET

Abbildung 5
Fotomontage der geplanten 1MW-Anlage am Standort in Nordirland

Quelle: Marine Current Turbines





Weiterentwicklung einer Meeresströmungs-turbine, der SEAFLOW-Anlage *(Abb. 4)*, seit dem Jahr 2001 zu fördern. Das erste Projekt hat alle wesentlichen Projektziele erreicht und ist damit ein wichtiger Schritt zur Entwicklung markt fähiger Komponenten und Anlagen zur Stromerzeugung aus Meeresströmungen in Richtung auf eine Markteinführung der Technologie. Die Ergebnisse umfassen Maßnahmen zur Kostensenkung und zur Ertragssteigerung, zur Sicherstellung einer hohen Anlagenzuverlässigkeit sowie zur erhöhten Lebensdauer von Systemen und einzelnen Komponenten. Ein Nachfolgeprojekt wurde 2005 begonnen. Es umfasst die Entwicklung einer Doppelrotoranlage mit einer Leistung von 1MW *(Abb. 5)*.

Auch hier fließt wieder Know-how des ISET und der Industrie aus der Entwicklung von Wind- und Wasserkraftanlagen ein. Die Installation des Prototyps ist für Anfang 2007 in Nordirland geplant. Darüber hinaus ist das ISET auch mit der Weiterentwicklung eines italienischen Vertikalachserkonzepts befasst.

Literatur

[1] Windenergie in Deutschland – von der Vision zur Realität – Ausgewählte Ergebnisse aus dem Begleitprogramm WMEP zum Breitentest „250 MW Wind“, ISET, Kassel, März 2006

[2] K. Rohrig, Online-Erfassung und Prognose der Windenergieeinspeisung, FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, Februar 2005

[3] Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung, BMU, Januar 2002 http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp

[4] Ökologische Begleitforschung zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich der Nord- und Ostsee (BeoFINO): Abschlußbericht / Orejas, C. et al. Bremerhaven: Alfred-Wegener-Institut für Polar- u. Meeresforschung; Bonn: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz u. Reaktorsicherheit (BMU), 2005

Weiterführende Literatur:

Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU), Springer, Berlin, 2003

Geothermie – Nachhaltige Stromerzeugung mit KWK

Einführung

Die gegenwärtig hochaktuelle Debatte um Energielieferungen, Gas- oder Ölpreise und Klimawandel zeigt, dass die Entwicklung nachhaltiger und umweltverträglicher Energieversorgungsstrukturen eine der dringendsten Zukunftaufgaben ist. Daher erarbeitet das GeoForschungsZentrum Potsdam wissenschaftliche und technologische Grundlagen für die wirtschaftliche Nutzung der Erdwärme.

Die in der Regel eher niedrigen Temperaturen in der Erde legen nahe, die Erdwärme für die Bereitstellung von Wärme und Strom, also eine Form der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu nutzen. So soll in der geothermischen Technologieentwicklung mit dem bohrtechnischen Aufschluss des In-situ-Geothermielabors in Groß Schönebeck die Machbarkeit geothermischer Stromerzeugung aus tiefen sedimentären, heißwasserführenden Speichergesteinen demonstriert werden. In einem nächsten Schritt ist der Aufbau eines geothermischen Kraftwerkes mit Unterstützung des Energieversorgungsunternehmens Vattenfall Europe AG vorgesehen.

Ziel ist die Entwicklung und der Test einer innovativen Versuchsanlage. Eine weitere Aufgabe liegt in der Übertragung der Erkenntnisse der Lagerstättenerkundung, -erschließung und -behandlung auf andere Standorte mit ähnlichen geologischen Bedingungen. Die geothermischen Forschungsarbeiten sind in vielfältige internationale Kooperationen zur Erschließung und Nutzung der Erdwärme eingebunden. Die sich daraus ergebenden wechselseitigen Entwicklungsimpulse und Synergien werden die geothermische Technologieentwicklung auch international voranbringen.

Heizkraftwerk Neustadt-Glewe

Die Anlage in Neustadt-Glewe ist ein wichtiger Meilenstein in der geothermischen Technologieentwicklung. Die geothermische Kraft-Wärme-kopplungsanlage zeigt, dass Stromerzeugung aus Erdwärme unter hiesigen geologischen Bedingungen realisierbar ist *(Abb. 1)*.

Die Pilotanlage ermöglicht theoretische Berechnungen und Modelle mit den tatsächlichen Kraftwerksdaten zu untermauern und zu vergleichen. Diese wissenschaftliche Begleitung führt auf den Weg zu einer wirtschaftlichen geothermischen Stromerzeugung.

Die Anlage in Neustadt-Glewe kann Strom und Wärme gleichzeitig bereitstellen. Sie wird wärmegeführt betrieben. Das bedeutet für die Stromerzeugung, dass sie nur im Teillastbetrieb erfolgt: Strom wird also nur dann erzeugt, wenn die geothermische Wärme genutzt wird. Für diese Art der Stromerzeugung sind weitergehende Untersuchungen notwendig, da der damit verbundene Teillastbetrieb bisher wenig bekannt ist.

[1] Der Organic Rankine Cycle (ORC) ist ein Verfahren des Betriebs von Dampfturbinen mit einem anderen Arbeitsmittel als Wasserdampf.

Dr. Ernst Huenges
GFZ
huenges@gfz-potsdam.de

Dr. Silke Köhler
GFZ
silke.koehler2@rwe.com

Wolfgang Bogenrieder
Vattenfall Europe
Renewables GmbH
wolfgang.bogenrieder@vattenfall.de

Dr. Egbert Broßmann
Vattenfall Europe
Renewables GmbH
Egbert.brossmann@vattenfall.de

Abbildung 1a
Geothermische Stromerzeugung am Standort Neustadt Glewe mit Umhausung, Förderbohrung, Kühlanlage, Organic Rankine Cycle[1]

Abbildung 1b
Blick ins Innere des Containers

Wesentlicher Bestandteil geothermischer Technologieentwicklung ist die Modellierung thermodynamischer Prozesse zur Wandlung von Wärme in Strom. Die Modelle ermöglichen:

- Erkennen von Haupteinflussparametern in den Kreisläufen
- Verknüpfung der internen Prozessparameter
- Durchführung von Optimierungsrechnungen

Die Kraftwerks- und Kostendaten werden für eine gekoppelte energetische, ökonomische und ökologische Analyse verknüpft. Sie gibt Auskunft über die Wirtschaftlichkeit des Betriebes bei gleichzeitiger Bereitstellung von Strom und Wärme. Durch die Analyse werden die Orte der größten Exergieverluste[2] sowie die Hauptkostenquellen identifiziert. Hier liegen entscheidende Potenziale für die Optimierung des Systems. Kraft-Wärme-Kopplung bedingt demnach einen Teillastbetrieb, der bei Niedrigtemperaturanlagen wie in Neustadt-Glewe noch besondere Modellierinstrumente benötigt.

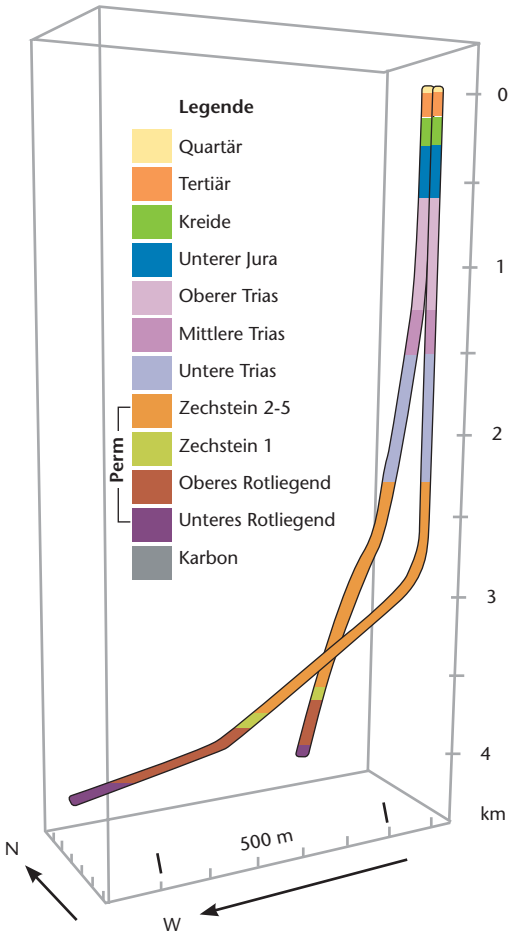


Abbildung 2
Räumliche Darstellung des Bohrverlaufes: bestehende Altbohrung (hinten) und zurzeit durchgeführte Bohrung (vorne) mit Markierung der geologischen Horizonte.
(Die Vertikale ist gegenüber dem horizontalen Maßstab verkleinert.)

Das in situ[3] Geothermielabor Groß Schönebeck

Groß Schönebeck mit seiner 150 °C heißen geothermischen Lagerstätte wurde zunächst im Hinblick auf einen stromgeführten Betrieb konzipiert. Das In-situ-Forschungslabor in der 4,3 km tiefen Geothermiebohrung wurde für hydraulische Experimente und Bohrlochmessungen eingerichtet. In den letzten Jahren wurde dort in Großexperimenten u.a. die Methode des massiven „Wasserfracs“ erstmals in heißen sedimentären Tiefengesteinen im Norddeutschen Becken erfolgreich getestet. Nach der Riss-Stimulierung durch die Wasserfracs stieg die Produktivität der Bohrung erstmals in einen Bereich, der die geothermische Stromerzeugung im Norddeutschen Becken nicht nur generell möglich, sondern auch energiewirtschaftlich interessant macht [1, 2].

Die Stimulation selbst ist aber nur ein erster Schritt. Nun muss bewiesen werden, dass das Risssystem auch längere Zeit offen bleibt und den Transport einer ausreichenden Wassermenge garantiert. Der nächste Schritt zu einer geothermischen Energieerzeugung ist die erfolgreiche Zirkulation des Wassers zwischen zwei räumlich getrennten Bohrungen, die im Bereich des Reservoirs etwa einen halben Kilometer auseinander liegen. Dazu wird zurzeit in Groß Schönebeck ein zweites Bohrloch abgeteuft *(Abb. 2)*. In diesen beiden Bohrungen soll dann mit Hilfe eines mehrere Monate dauernden Zirkulationsexperimentes untersucht werden, ob sich das erzeugte Risssystem zum dauerhaften Transport und Wärmeaustausch des im Untergrund vorhandenen Wassers eignet. Nur langfristig gesicherte Produktionsraten erlauben eine nachhaltige Nutzung eines Heißwasserreservoirs, die eine Investition in die Stromerzeugung lohnend macht.

[2] Exergie bezeichnet den nutzbaren Energieteil
[3] Insitu – Die Behandlung vor Ort. Gemeint ist damit der Einsatz eines Verfahrens oder einer Meßmethode, bei der der eigentliche Prozess nicht verlagert wird.

In Groß Schönebeck soll die vorhandene Altbohrung als Injektionsbohrung verwendet werden. Die neu abzuteufende Bohrung zur Förderung ist so angelegt, dass sie nicht senkrecht durch den Speicherbereich stößt, sondern darin abgelenkt wird. Das sorgt für einen längeren Verlauf in dieser für die Produktion entscheidenden Schicht und damit für größere Zuflussflächen.

Vielfältige Visualisierungsmöglichkeiten mit so genannten 3D-Modellen dienen als Entscheidungshilfe für die geologische Bohrpfadplanung.

Kann eine ausreichende Produktivität nachgewiesen werden, dann soll in Groß Schönebeck in Kooperation mit Vattenfall Europe eine Strom produzierende Forschungsanlage errichtet werden. Sie soll vor allem verfahrenstechnische Fragen klären; dabei steht die Wirtschaftlichkeit geothermischer Stromerzeugung im Vordergrund.

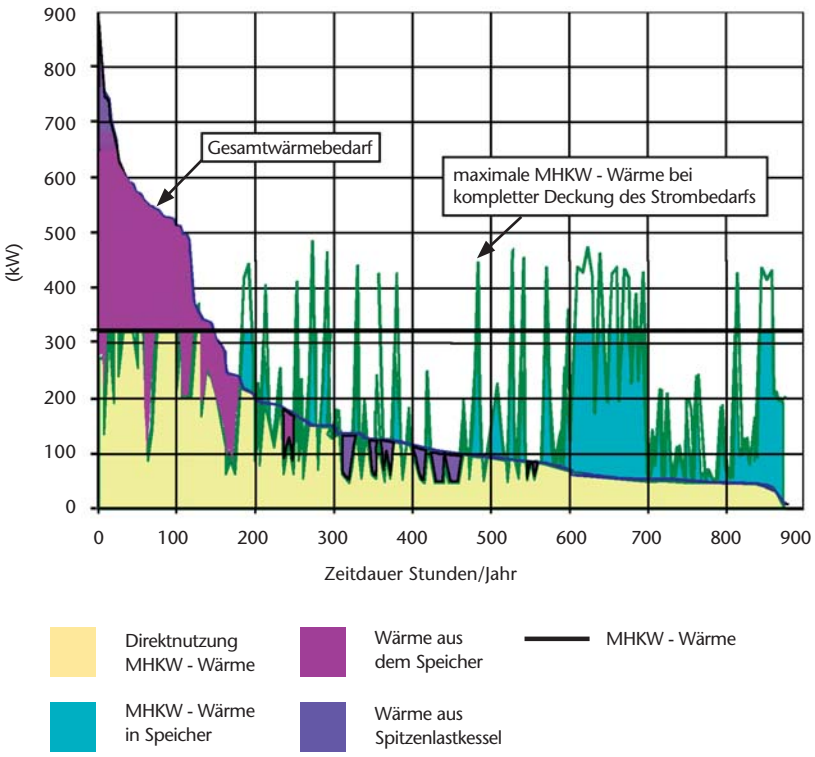


Abbildung 3
Geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs und Wärmeangebot eines Motorheizkraftwerkes (MHKW) bei stromgeführtem Betrieb. Beispiel Energieverbund Spreebogen.
Quelle: GTN

Wärme und Kälte für den Reichstag – Aquiferspeicher in der Energieversorgung der Berliner Parlamentsbauten

Wärme und Kälte aus der Umwelt bzw. aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung werden in dem Energieversorgungssystem der deutschen Parlamentsbauten in Berlin saisonal gespeichert und bedarfsgerecht bereitgestellt. Dazu wurden Wärme- und Kältespeicher in Wasser führenden Schichten unterhalb des Platzes der Republik vor dem Reichstagsgebäude eingerichtet und in Betrieb genommen.

Der Wärmespeicher führt zu einer Vergrößerung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung an der Gesamtenergiebereitstellung, und zwar auch bei stromgeführtem Betrieb der Aggregate. Der Kältespeicher ermöglicht die Nutzung der niedrigen Umgebungstemperaturen der kalten Jahreszeit zur Kühlung in den Sommermonaten *(Abb. 3)*.

Abb. 3 zeigt beispielhaft die geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs und die Wärmebereitstellung durch die stromgeführten Motorheizkraftwerke (MHKW) und Spitzenlastkessel im Energieverbund Spreebogen in Berlin. Bedarf an elektrischer Energie und Bedarf an Wärme bestehen nicht immer gleichzeitig, sodass auch zu Zeiten niedrigen Wärmebedarfs der Spitzenlastkessel anspringt. Zu anderen Zeiten kann bei identischem Wärmebedarf ein Wärmeüberschuss bereit stehen, und zwar dann, wenn gerade eine hohe Anforderung an elektrischer Energie besteht. Dieser Wärmeüberschuss wird dann in einen saisonalen Speicher *(Abb. 4)* eingebracht. Speicherung von thermischer Energie ist damit letztendlich eine Voraussetzung für einen energetisch sinnvollen stromgeführten Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.

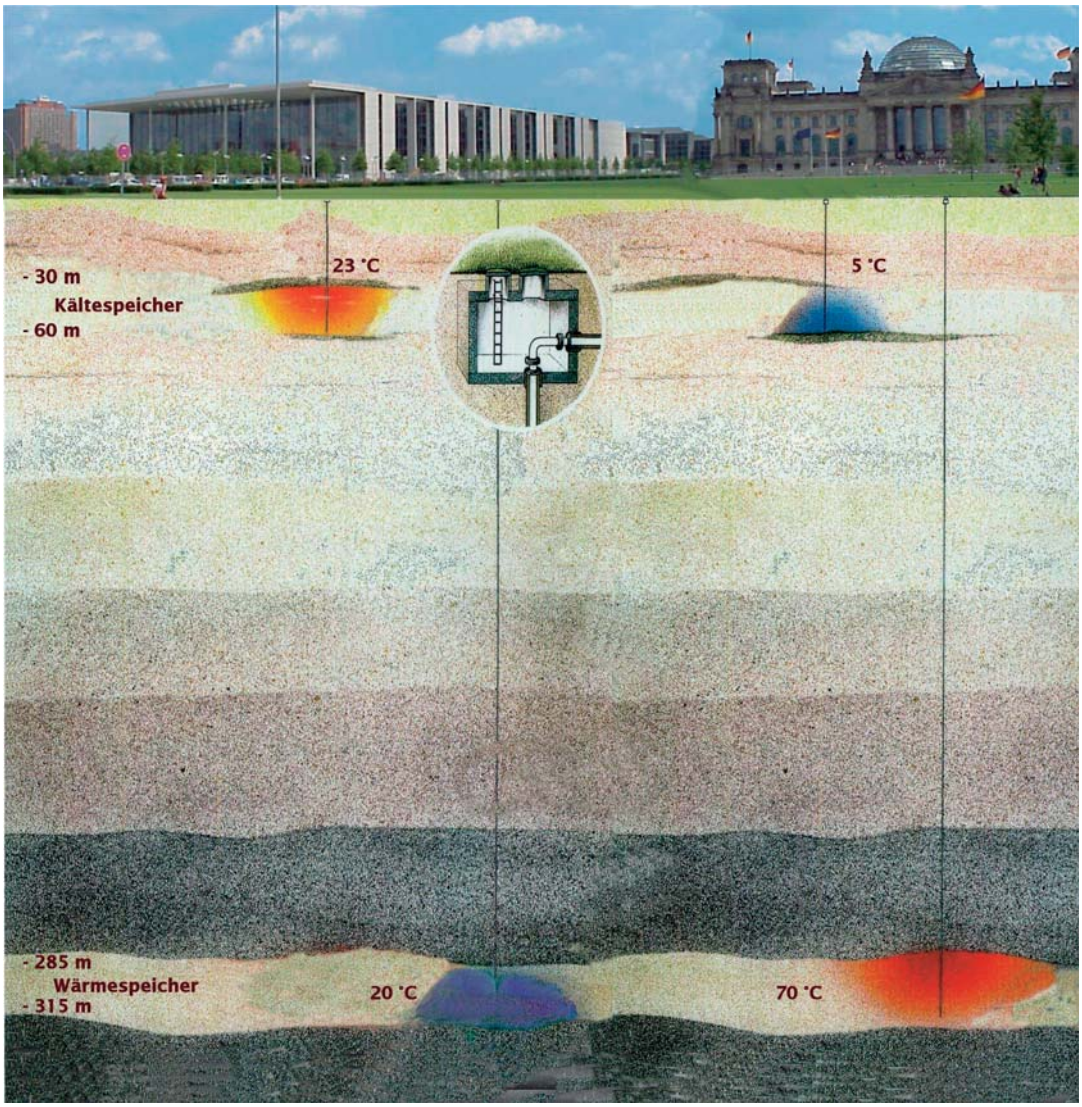


Abbildung 4
Aquiferspeicher für Wärme und Kälte im Untergrund des Reichstagsgebäudes

Quelle: Bundesbaugesellschaft, GTN

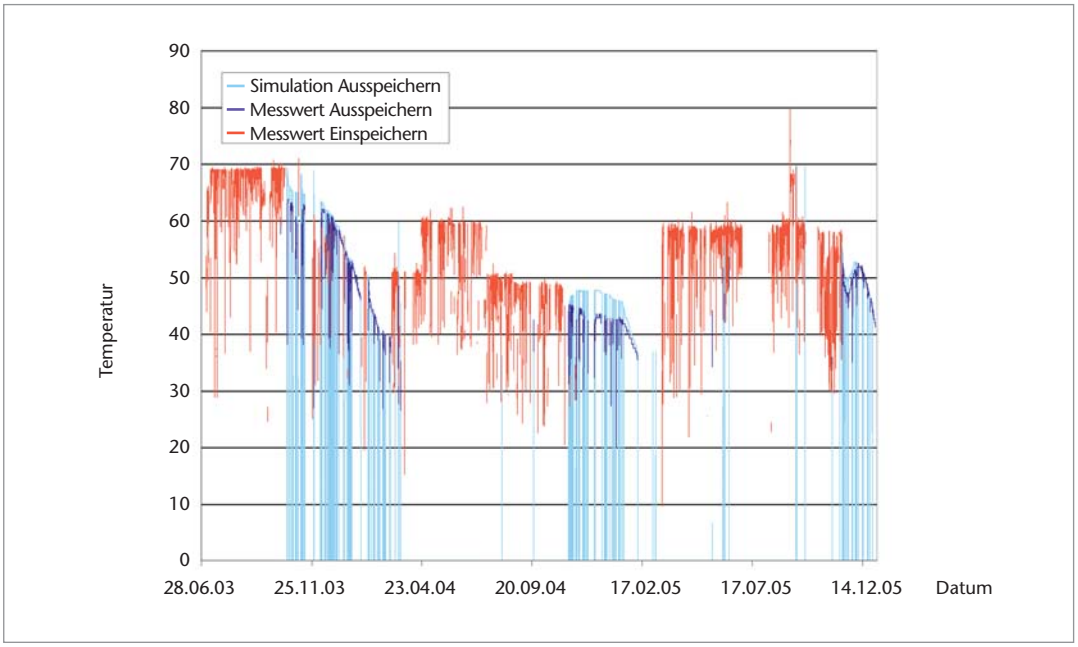


Abbildung 5
Ein- und Ausspeichertemperatur des Wärmespeichers im Laufe von drei Jahren. Rote und dunkelblaue Linien: Messungen, hellblau Linien: Modellierungen (Bartels, GTN) .

Den Wärmespeicher bildet ein Sandsteinhorizont in 285 bis 315 m Tiefe, der salzhaltiges Wasser (Sole) enthält. Eine Dublette erschließt dieses Aquifer. Die Beladung erfolgt in der Regel mit maximal 70 °C heißem Wasser, die Entladung mit 65 - 30 °C. Im Betrieb kann ein Volumenstrom von bis zu 100 m^3/h gefördert bzw. injiziert werden. Damit beträgt die maximale Einspeicherungsleistung ca. 3,2 MW. Die Wärme aus der Entladung versorgt den Niedertemperaturbereich der verschiedenen Gebäudeheizungssysteme im direkten Wärmetausch. Eine weitere Abkühlung (bis auf minimal 20 °C) kann bei Bedarf durch Absorptionswärmepumpen vorgenommen werden, die im Umfang von ca. 2 MW Kälteleistung installiert sind.

Die Funktionsweise des Untergrundspeichers kann anhand der Temperaturentwicklung gezeigt werden [3; 4]. *Abb. 5* zeigt beispielhaft die Temperatur am Bohrungskopf der warmen Bohrung im Zeitraum Juni 2003 bis Winter Dezember 2005. Dieser Zeitraum umfasst ca. drei Be- und Entladezyklen. Die im Verlauf der Entladungsperiode absinkende Fördertemperatur ist charakteristisch für die Aquiferspeicherung.

In einer deutlich geringeren Tiefe (ca. 50 m) wurde unter dem Spreebogen ein weiterer Aquiferspeicher erschlossen. Er dient primär der Gebäudekühlung. Süßes Grundwasser (max. 300 m^3/h aus fünf Bohrungen) wird dazu im Winter auf 5 °C abgekühlt. Im Wesentlichen geschieht dies bei Außentemperaturen unterhalb 0 °C in Kühltürmen mittels Umgebungskälte [5]. Im Sommer versorgt dieser ausgekühlte Speicher die Kühlsysteme im direkten Wärmetausch.

Die Energieversorgungsanlagen sind nun seit ca. 7 Jahren im Betrieb und funktionieren ohne größere Probleme. Jedoch sind Abnehmerbedarf, Systemkomponenten der Energieerzeugung und -verteilung und insbesondere die Aquiferspeicher durch unterschiedliches zeitliches Verhalten charakterisiert, sodass in der Gesamtanlage oftmals Konflikte zwischen deren optimaler Fahrweise sowie den in der Regel trägen Aquiferspeichern auftreten können. Daher ist es Ziel eines größeren Forschungsprojektes unter der Federführung des GeoForschungsZentrums Potsdam, Methoden zur Optimierung des Einsatzes der Einzelkomponenten und der Betriebsweise der Gesamtanlage zu erarbeiten. Aus diesen Ergebnissen sollen Konzepte für zukünftige Energieversorgungsanlagen mit Aquiferspeichern entwickelt werden.

Strategie zukünftiger Energieversorgung aus Sicht von Vattenfall Europe AG

Die derzeitigen Investitionen von Energieversorgungsunternehmen wie Vattenfall Europe AG haben einen Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten für Laufzeiten von Kraftwerken, bei Leitungsnetzen noch länger. Sie haben daher strategischen Charakter. Die Investitionsentscheidungen werden zwar von wirtschaftlichen Kriterien bestimmt, es spielen aber auch eine Vielzahl weiterer Faktoren direkt oder indirekt eine Rolle. Die Treibhausproblematik schlägt sich beispielsweise direkt über den Emissionshandel in der Wirtschaftlichkeit nieder, genauso wie die Sicherheit beim Brennstoffeinkauf und der marktbestimmte Absatz des Stroms und der Wärme. Hinzu kommen Aspekte der Zukunftsfähigkeit der gewählten Technologien, der Sozialpolitik und der Umwelt.

Darauf aufbauend möchte Vattenfall Europe ein Investitionsprogramm in Deutschland mit bis zu 6 Milliarden Euro bis 2012 verwirklichen. Geplant sind hocheffiziente Kohlekraftwerke mit Wärmeauskopplung mit der Entwicklungsperspektive so genannter CO_2-freier Kohlekraftwerke. Gleichzeitig wird der Stellenwert von grundsätzlich emissionsfreien Kraftwerken wie erneuerbare Energiequellen im Gesamtkonzept wachsen. Kernkraftwerke werden einer dem technischen Fortschritt angepassten Prüfung unterzogen. Dazu kommen die Erweiterung der Fernwärmenetze sowie der Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze.

Die 30-MW-Pilotanlage für ein CO_2-freies Kraftwerk nach der Vattenfall Technologie mit reinem Sauerstoff befindet sich am Standort Schwarze Pumpe im Bau und wird voraus-

sichtlich 2008 in Betrieb gehen. Es soll damit der Betrieb eines CO_2-freien Kohlekraftwerkes getestet werden. Zudem finden Versuche zur Endlagerung des CO_2 in Ketzin westlich von Berlin zusammen mit dem GFZ Potsdam statt.

Vattenfall Europe betreibt in Deutschland fast 3.000 MW Pumpspeicher- und Laufwasser-Kraftwerksleistung, einige Onshore-Windkraftanlagen, besitzt einen 24,5 %-igen Anteil an der Offshore-Projektentwicklungsgesellschaft für Borkum Riffgrund und beteiligt sich an der Errichtung und dem Betrieb des ersten deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee DOTI (Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-Gesellschaft).

Das erste und bisher einzige Erdwärmekraftwerk Deutschlands in Neustadt-Glewe wurde von Vattenfall Europe im Jahr 2003 errichtet und seitdem betrieben. Als nächstes Projekt ist das Erdwärmekraftwerk Groß-Schönebeck nördlich von Berlin geplant, wo derzeit die zweite Bohrung vom GFZ Potsdam niedergebracht wird und danach dort ein Erdwärmekraftwerk errichtet werden soll.
Ein Biomassekraftwerk wurde 2006 in Sellessen in der Lausitz gestartet und ein weiteres großes soll in Hamburg folgen. Weiterhin gibt es eine Beteiligung an der Einsatzforschung von Brennstoffzellen im stationären und mobilen Bereich.

Geothermie und Biomasse entsprechen mit ihrer wetterunabhängigen, stetigen Verfügbarkeit sehr gut den Anforderungen eines Grundlastbetriebes in der Stromversorgung und ermöglichen dadurch eine hohe Anzahl von Nutzungsstunden. Als Beispiel für die bereits erreichte Schwelle zur Wirtschaftlichkeit ist der boomende Erdwärmepumpenmarkt zu nennen.

Leider gelangen Vattenfall Europe mit der Mitverbrennung von Biomasse in hochmodernen Braunkohlekraftwerken bisher nur punktuelle Erfolge, da das Erneuerbare-Energien-Gesetz hinsichtlich der Vergütung die Biomasseverbrennung auf die kleineren, weniger effektiven Biomassekraftwerke begrenzt.

Aufgrund der begrenzten Biomasse-Ressourcen einer nachhaltigen Land- und Forstwirtschaft in Deutschland und auch der Konkurrenzsituation mit den Bio-Kraftstoffen wird die Biomasse in der Strategie von Vattenfall wahrscheinlich nur eine Ergänzungsfunktion einnehmen können. Das große Potenzial der tiefen Geothermie dagegen soll mit einem eigenen Beitrag das derzeitige Erschließungsstempo steigern.

Ausblick

Geothermisch getriebene KWK ist eine Option zukünftiger Energieversorgung, in der saisonale Speicher eine wichtige Rolle spielen können. Alle drei vorgestellten Projekte, die zusammen diese Option beleuchten, implizieren einen Bedarf an weiterer Technologieentwicklung.

Aus den Erfahrungen der ersten Betriebsjahre des Heizkraftwerkes Neustadt-Glewe lernen wir, dass noch weitere Instrumente der Modellierung sowie der Mess- und Regeltechnik benötigt werden, um optimale Betriebspunkte für den durch die Wärmeführung bedingten Teillastbetrieb zu finden und einzustellen. Es ist bemerkenswert, dass unter den derzeitigen Bedingungen der Erlös aus dem Verkauf einer Kilowattstunde Wärme frei Erdwärmeheizkraftwerk eindeutig höher ist als beim Stromverkauf. Dieser Vorteil kann allerdings nicht auf Standorte ohne Wärmenetze übertragen werden. Die ebenfalls nicht billigen Stromnetze können dagegen auf der Grundlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes kostenlos genutzt werden.

Die Arbeiten in Groß Schönebeck führen auf den Weg zu mehr Planungssicherheit in der Erschließung tiefer wasserführender Schichten. Diese Planungssicherheit begründet sich auf neue Erkenntnisse in der Anwendung von Hydraulikfracturing-Verfahren in der Geothermie sowie aus den operativen Erfahrungen zur aktuellen Abteufung der neuen Forschungsbohrung. Die nächsten Schritte sind der Nachweis der prinzipiellen Fündigkeit heißer Tiefenwässer am Standort sowie mit zusätzlichen finanziellen Mitteln des Landes Brandenburg und Vattenfall Europe der Nachweis der Nachhaltigkeit eines Thermalwasserkreislaufes. Dieses zusammen bildet die Voraussetzung zum Aufbau eines geothermischen Kraftwerkes am Standort durch Vattenfall Europe.

Im Energieversorgungssystem der Parlamentsbauten im Berliner Spreebogen wird ein besonderes Augenmerk auf den Betrieb der terrestrischen Wärme- und Kältespeicher gelegt. Die ersten Betriebsjahre zeigen, dass Be- und Entladung erfolgreich durchgeführt werden konnten. Die Energieversorgung soll in Zukunft noch effizienter gestaltet werden, nachdem das Zeitverhalten dieser Speicher weiter untersucht und mit den Ergebnissen ihre Einbindung in das Energiesystem optimal gestaltet wird.

Die aufgezeigten drei Beispiele der geothermischen Technologieentwicklung zeigen, dass hier wichtige Beiträge für den weltweiten Ausbau regenerativer Energien entstehen können, denn der geologische Untergrund hier ist typisch für weite Teile Mitteleuropas und damit repräsentativ für viele Gebiete. Funktioniert diese geothermische Technologie also in Deutschland erfolgreich, dann kann sie weltweit auf Gebiete ähnlicher geologischer Struktur übertragen werden.

Diese Entwicklung soll in Zukunft gemeinsam mit Unternehmen der Energiewirtschaft zu einem effizienten Technologietransfer aus der Forschung in die Anwendung führen.
Die Vorteile liegen in der Verbesserung der Projektabwicklung zur Abdeckung des geologischen, technischen und finanziellen Managements. Operative Projekte führen zu Komponenten der Energieversorgung, die mit Hilfe weiterer Unternehmen optimal in entsprechende Netzstrukturen eingebunden werden können.
Durch den gemeinsamen Aufbau von Pilot- und Demonstrationsanlagen durch Forschungseinrichtungen und Unternehmen der Energiewirtschaft schafft man die Möglichkeit, die Erschließung der gewaltigen geothermischen Potenziale zu beschleunigen.

Literatur

[1] Huenges E., Jung R., Kehrer P., Wagner H.J., Rummel F., Preuße A. und Kukla P., Erschließung tiefer Geothermiequellen zur Wärmegewinnung, Wärme und Kälte-Energie aus Sonne und Erde, Jahrestagung des ForschungsVerbunds Sonnenenergie Tagungsband, p.68-74, 2005

[2] Huenges, E., Holl, H.-G., Legarth, B., Zimmermann, G., Saadat, A., Tischner, T. Hydraulic stimulation of a sedimentary geothermal reservoir in the North German basin: case study Groß Schönebeck, Zeitschrift für Angewandte Geologie, 50, 2, 24-27, 2004.

[3] Bartels J., Simulation von saisonaler Wärme- und Kältespeicherung im Grundwasser: Validierung und Prognoserechnungen mit Betriebsdaten der Aquiferspeicher der Berliner Parlamentsbauten. 6. Fachtagung „Grafikgestützte Grundwassermodellierung“, Köln, 2004.

[4] Köhler S., Kabus F. und Huenges E. Saisonale Speicherung thermischer Energie im Untergrund, Physik in unserer Zeit, im Druck. (2006)

[5] BINE: Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude. Fachinformationszentrum Karlsruhe, 13/03, 2003

Stromerzeugung aus Biomasse – effizient, dezentral und grundlastfähig

Dr. Bernd Krautkremer
ISET
bkrautkremer@
iset.uni-kassel.de

Heutige Bioenergieanlagen leisten einen Beitrag zur Grundlastversorgung mit elektrischer Energie. Die Einspeisevergütung durch das EEG fördert diesen Beitrag, wodurch es ökonomisch vorteilhaft ist, die Anlagen möglichst rund um die Uhr zu betreiben. Um die Grundlastversorgung sicher darstellen zu können, besteht jedoch ein wesentlicher Entwicklungsbedarf, um ähnlich hohe Verfügbarkeiten erreichen zu können wie es bei Anlagen mit fossilen Energieträgern heute Stand der Technik ist. Hier leistet die Einspeisevergütung einen entscheidenden Beitrag, da eine höhere Verfügbarkeit automatisch mit höheren Erlösen einhergeht.

Ein nicht zu unterschätzender Vorteil der Bioenergieanlagen im Vergleich zu anderen regenerativen Energien ist die prinzipielle Möglichkeit, auch bedarfsgesteuert Energie zur Verfügung zu stellen. Hierzu ist bereits eine Vielzahl der erforderlichen technischen Einzelkomponenten verfügbar, jedoch mangelt es an einer geschlossenen Darstellung der vollständigen Technologie. Außerdem sind die notwendigen Marktbedingungen noch nicht geschaffen worden. Es besteht daher ein großer Forschungsbedarf, um die erforderliche Technologie bereitstellen zu können und um die erforderlichen rechtlichen und wirtschaftlichen Randbedingungen abzuleiten.

Kraftwerksmanagement: Grundlast, Mittellast und Spitzenlast

Grundlast bezeichnet die Netzbelastung, die während eines Tages in einem Stromnetz nicht unterschritten wird. Da der niedrigste Stromverbrauch meist nachts auftritt, wird die Höhe der Grundlast bestimmt von Industrieanlagen, die nachts produzieren, von Straßenbeleuchtung und Dauerverbrauchern in Haushalt und Gewerbe. Darüber hinaus kann die Grundlast von den Energieversorgungsunternehmen noch erhöht werden, indem zu Schwachlastzeiten Pump-speicherkraftwerke gefüllt werden oder Nachtspeicherheizungen eingeschaltet werden. Zur Deckung der Grundlast werden Grundlastkraftwerke eingesetzt, die den Strom zu einem niedrigeren Preis verkaufen können. Ansprüche an schnelle Regelbarkeit werden an diese Kraftwerke nicht gestellt. Hierzu zählen Kernkraftwerke, die nur mit großem Aufwand zu regeln sind und dann auch sehr träge auf Regeleingriffe reagieren, aber lange und zuverlässig Energie bereitstellen. Bei Betriebsunterbrechungen dauert es sehr lange, bis die volle Leistung wieder erreicht werden kann.

Aus diesem Grund wird von den Energieversorgungsunternehmen versucht, den Grundlastbedarf möglichst langfristig im Voraus abzuschätzen. Die Vorhersagbarkeit des Stromverbrauchs, der durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss, wird zunehmend schwieriger, da neben den Änderungen des Stromverbrauchs noch zusätzlich die Änderungen der Einspeisung durch dargebotsabhängige Einspeiser (Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen) berücksichtigt werden muss.

Bei Unterschreitung des abgeschätzten Grundlastbedarfs muss entsprechend reagiert werden, entweder durch Einschalten zusätzlicher Verbraucher (Pumpspeicherkraftwerke, Nachtspeicherheizungen) oder durch Abgabe von Strom in andere Stromnetze.

Wird der Grundverbrauch überschritten, so setzt man zur Deckung des zusätzlichen elektrischen Verbrauchs Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ein.

Mittellast bezeichnet im Kraftwerksmanagement den Bereich der Tageslastkurve, in dem über die Grundlast hinaus zusätzlicher Strom

verbraucht wird und die Charakteristik des Stromverbrauchs so ist, dass sie von Mittellastkraftwerken abgedeckt werden kann. An dieser Definition erkennt man, dass nicht die Charakteristik der Last selbst, sondern die Möglichkeit ihrer Bereitstellung durch bestimmte Kraftwerkstypen entscheidend ist.

Spitzenlast bezeichnet eine kurzzeitig auftretende hohe Energienachfrage im Stromnetz. Sie wird von Kraftwerkstypen bereitgestellt, die sich schnell an- bzw. abfahren lassen (Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke).

Die Lastkurve in *Abb. 1* zeigt den Verlauf des Stromverbrauchs über die 24 Stunden eines Tages. Dabei gibt die Grundlast an, wieviel Strom rund um die Uhr mindestens verbraucht wird. Im deutschen Stromnetz steigt die Belastung tagsüber in den Zeiten zwischen 6.00 Uhr morgens und 24.00 Uhr meist über die Grundlast in den Bereich der Mittellast an. Spitzenlasten liegen in der Regel am Vormittag zwischen 7.00 und 12.00 Uhr und nachmittags zwischen 16.00 und 20.00 Uhr.

Tagesgang des Stromverbrauches

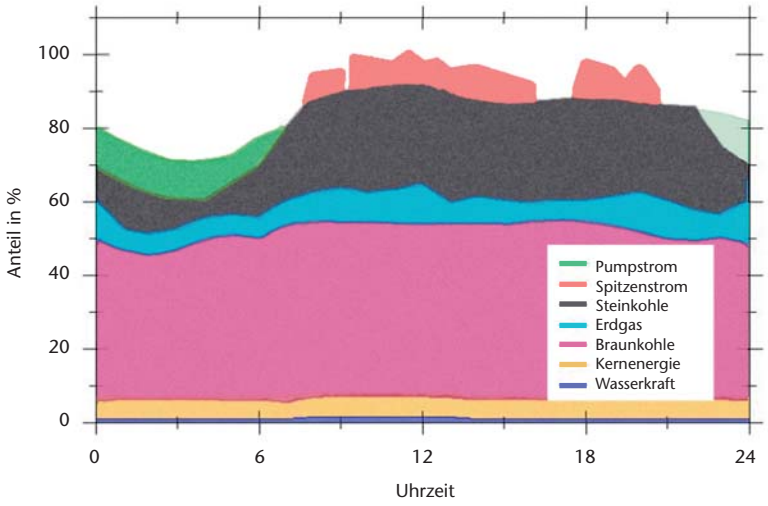


Abbildung 1
Stromverbrauch im Tagesgang
Quelle: RWE

Versorgungssicherheit

Die unverzichtbare Bedingung, dass Erzeugung und Nachfrage immer im Gleichgewicht sein müssen, hat Auswirkungen auf die Zusammenstellung des Kraftwerkparks. Denn nicht jedes Kraftwerk kann in den erforderlichen Zeitspannen die nötige Leistung bereitstellen. Je nach Typ kann es mehrere Stunden dauern, bis Strom ins Netz eingespeist wird. Daher muss der Kraftwerkseinsatz sehr sorgfältig geplant werden. Weiterhin ist es wichtig, möglichst genaue Vorhersagen über den zu erwartenden Bedarf und über die zu erwartende Einspeisung treffen zu können.

Generell lässt sich sagen, dass die Kosten für den zur Verfügung gestellten Strom von der Grundlast über die Mittellast bis zur Spitzenlast steigen. Teuer ist der erzeugte Spitzenstrom unter anderem, weil die Spitzenleistungskraftwerke einen besonders niedrigen Ausnutzungsgrad haben. Das heißt, sie stehen die meiste Zeit still. Bei Pumspeicherkraftwerken schlagen die hohen Baukosten zu Buche. Gasturbinenkraftwerke haben vergleichsweise hohe Brennstoffkosten, weil sie durch ihre stark variierbare Leistung oft mit einem geringeren Wirkungsgrad operieren, als dies bei konstant betriebenen Maschinen der Fall ist.

Bioenergiekraftwerke

Aufgrund der vielfältigen Erscheinungsformen von Biomasse wird sie auch auf unterschiedliche Weise zur Bereitstellung von elektrischer Energie genutzt. Dabei unterscheiden sich die zur Anwendung kommenden Technologien in der Art des verwendeten Energieträgers, in den verwendeten technischen Komponenten und in der Größe der bereitgestellten Leistung. Gebräuchlich ist eine Unterscheidung nach dem Aggregatzustand der verwendeten Biomasse.

Feste Biomasse

Feste Biomasse wie zum Beispiel Holz oder Stroh wird hauptsächlich in Feuerungsanlagen eingesetzt. Da bei der Verbrennung zunächst nur Wärme freigesetzt wird, muss ein nachgeschalteter Prozess gewählt werden, der zur Bereitstellung elektrischer Energie dienen kann. Dabei handelt es sich meist um Dampfprozesse mit Turbinen, Schrauben- oder Kolbenmotoren. Statt Wasser zur Dampferzeugung nutzt man bei Bioenergieanlagen heute auch organische Lösungsmittel, die durch ihren niedrigeren

Siedepunkt Wirkungsgradvorteile aufweisen. Die Größe dieser Kraftwerke reicht von wenigen Hundert kW bis zu einigen Hundert MW.

Besonders bei den kleineren Anlagen sind die elektrischen Wirkungsgrade meist sehr gering (um 20%, oft kleiner). Aus diesem Grund werden diese Anlagen vor allem zur Wärmebereitstellung genutzt. Die elektrische Energie ist dabei ein Produkt der Kraft-Wärme-Kopplung. Werden diese Anlagen zur Bereitstellung einer Wärmegrundlast genutzt, dann erbringen sie auch einen Beitrag zur elektrischen Grundlast. Sind sie dagegen wärmegeführt, so wird Strom nur dann erzeugt, wenn auch Wärme benötigt wird. Dies muss bei der Regelung der Netzstabilität berücksichtigt werden.

Flüssige Biomasse

Aus Biomasse lassen sich verschiedene flüssige Energieträger herstellen. Dies sind Pflanzenöle, Biodiesel, Alkohole, aber auch synthetische Kraftstoffe, für die die Biomasse zunächst in die Gasform gebracht wird. All diese Energieträger kommen überwiegend im Verkehr zum Einsatz und spielen zur Bereitstellung elektrische Energie nur eine untergeordnete Rolle.

Gasförmige Biomasse

In jüngster Zeit werden Anlagen gebaut *(Abb. 2)* die feste Biomasse zunächst mit einem thermischen Verfahren in Gas umwandeln (Holzvergaser). Mit diesem Gas wird dann mit Verbrennungskraftmaschinen elektrische Energie erzeugt. Diese Anlagen können deutlich höhere Wirkungsgrade erzielen als die vorgenannten. Allerdings besteht zurzeit noch erheblicher Bedarf zur Verbesserung der Verfügbarkeit.

Daneben spielt Biogas eine äußerst wichtige Rolle im Sektor der Stromerzeugung. Biogas wird vornehmlich aus Biomasse mit hohem Wasseranteil (Gülle, Pflanzensilage, Gras, Ernterückstände usw.) mittels eines Faulprozesses unter Luftabschluss gewonnen. Es handelt sich hierbei um einen natürlichen Prozess, der so auch beispielsweise in Sümpfen auftritt (Sumpfgas). Da Biogas in seiner Zusammensetzung sehr dem Erdgas ähnelt, lässt es sich in hervorragender Weise mit den verschiedensten Verbrennungskraftmaschinen nutzen und so sehr effizient in elektrische Energie wandeln.

Die hier zum Einsatz kommenden Maschinen sind heute meist Kolbenmaschinen – auf Biogas angepasste Otto- oder Dieselmotoren. Es werden aber auch Gasturbinen verwendet. Da diese Aggregate in ihrer Leistung gut regelbar sind und in kurzer Zeit an und abgefahren werden können, eignen sie sich hervorragend zur Bereitstellung von Spitzenstrom. Die notwendigen Gasspeicher für die an wenigen Stunden am Tag bereitzustellende Leistung sind leicht realisierbar.

Märkte

Zurzeit wird die Option zur Bereitstellung von Regelleistung jedoch fast nicht genutzt. Hauptursache hierfür ist, dass sich die existierenden Märkte für Regelenergie in Größenordnungen der Leistungen abspielen, an die die bestehenden Anlagen (noch) nicht heranreichen. Der Regelenergiemarkt erfolgt in großen bundesländerüberschreitenden Regelzonen, deren Bilanz für die jeweilige Maßnahme entscheidend ist. Neben weiteren Voraussetzungen für die Marktteilnahme muss daher eine Bündelung der Anlagen erfolgen (Pooling). Erste Ansätze hierzu wurden bereits unternommen.

Denkbar sind auch Dienstleistungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Systemdienstleistungen) mit Biogasanlagen, die sich im Niederspannungsbereich abspielen. Hier wird 50% der gesamten elektrischen Leistung umgesetzt, eine Regelung erfolgt nicht, so dass diese Märkte zwar möglich aber heute noch nicht vorhanden sind. Daher werden Biogasanlagen heute in der Regel zur Bereitstellung von Grundlast nach den Marktregeln des EEG eingesetzt.

Ausblick

Für beide Marktmöglichkeiten im Bereich der Regelleistung gilt, dass die zur Umsetzung nötigen technischen Komponenten bereits verfügbar sind. Es fehlt jedoch noch an der Ausarbeitung umsetzungsfähiger Marktmodelle und einer Demonstration geschlossener Technologien, die den Nachweis der Marktfähigkeit

Abbildung 2
Biogasanlage

Abbildung 3
Biomasse-Nutzungsanlage für Strom und Wärme

Quelle:
SEEGER Engineering AG

solcher Anlagen erbringen könnten. Aus diesem Grund plant das ISET mit Unterstützung des hessischen Ministeriums für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz sowie des hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung, eine Biogasanlage zur Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen am Landwirtschaftszentrum Eichhof in Bad Hersfeld einzusetzen. Dieses Projekt soll helfen, die notwendigen Technologien und Marktmodelle zu entwickeln, um Bioenergieanlagen zur Sicherung der Energieversorgung mit all ihren Möglichkeiten einsetzen zu können.

Denn eigentlich ist Biomasse viel zu kostbar um „nur“ Grundlast zu liefern. Denn mit Biomasse kann der erhöhten Regelbedarf der durch eine Zunahme regenerativ bereitgestellter Energie aus Wind und Sonne erforderlich wird, seinerseits wieder mit einer erneuerbaren Quelle, der Biomasse, bereit gestellt werden.

Forschung und Innovation für Wärme, Brennstoffe und Speicherung

- Thermochemische Biomassevergasung zur Poly-Generation von Strom, Wärme und Kraftstoff
- Solare Brennstoffe – Erzeugung, Nutzungsverfahren und Umwandlungseffizienzen
- Speicherungstechniken für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung

Thermochemische Biomassevergasung zur Poly-Generation von Strom, Wärme und Kraftstoff

Dr. Michael Specht
ZSW
michael.specht@zsw-bw.de

Tonja Marquard-Möllenstedt
ZSW
tonja.moellenstedt@zsw-bw.de

Dr. Ulrich Zuberbühler
ZSW
ulrich.zuberbuehler@zsw-bw.de

Prof. Dr. Hartmut Spliethoff
ZAE Bayern
spliethoff@tum.de

Die thermochemische Vergasung von Biomasse eröffnet ein breites Spektrum an energetischen Nutzungsoptionen, die vor dem Hintergrund folgender Zielgrößen diskutiert werden:

- hocheffiziente energetische Nutzung der eingesetzten Ressourcen
- breites Einsatzspektrum verschiedener Biomassen
- hohes CO_2-Reduktionspotenzial

Ein weiteres Ziel – neben der Erzeugung von Strom und Wärme – ist die kombinierte Bereitstellung hochwertiger Energieträger aus dem Produktgas des Vergasungsprozesses. Im Rahmen des Beitrags werden verschiedene Verfahrensvarianten vorgestellt. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf gasförmigen Sekundärenergieträgern, denen in der bisherigen Diskussion zu wenig Beachtung gewidmet wird.

Effiziente Nutzung biogener Ressourcen

Bei der energetischen Nutzung von Biomasse stellt sich die Frage nach dem optimalen Verwertungspfad. Gibt es aufgrund der Nutzungskonkurrenz im Wärme-, Strom- und Kraftstoffmarkt den optimalen Verwertungspfad? In vielen Potenzialstudien wird die Biomasse – trotz begrenzter Verfügbarkeit – für die energetische Nutzung „mehrfach verkauft“. Welche Rahmenbedingungen liegen einem effizienten Biomasseeinsatz zugrunde? Im vorliegenden Beitrag werden hierzu einige Argumente kritisch dargelegt, die zu diesen Erkenntnissen führen:

- Feste Biomassen mit einem Feuchtegehalt < 40 Gew.% sind für die thermochemische Vergasung prädestiniert.
- Anaerob vergärbare Biomassen mit einem höheren Wassergehalt sind vorzugsweise über den Pfad der fermentativen Biogaserzeugung nutzbar.

Folgende Randbedingungen sollten der energetischen Biomassenutzung zugrunde gelegt werden:

1. hohe energetische Effizienz des Umwandlungspfades
2. hohes CO_2-Reduktionspotenzial
3. Leistungsgröße der Konversionsverfahren, die dem dezentralen Anfall der biogenen Rohstoffe gerecht wird
4. möglichst breite biogene Rohstoffbasis der Konversionsverfahren
5. Erzeugung von Endenergie für den Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt

Für einen effizienten Einsatz biogener Ressourcen müssen alle der oben aufgeführten Randbedingungen erfüllt werden – weitere kommen hinzu, die sich aus der Nutzungskonkurrenz zur Erzeugung von Nahrungsmitteln bzw. der stofflichen Verwertung der Biomasse ergeben.

Thermochemische Gasherstellung aus Biomasse

Die Motivation für die Vergasung von Biomasse ist der hohe Verstromungswirkungsgrad, die Nutzungsoption des erzeugten Produktgases zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern und die Verwendbarkeit einer Vielzahl fester biogener Brennstoffe.

Für die thermochemische Konversion von Biomasse kommt eine ganze Reihe von Vergasungsverfahren in Frage, die sich hinsichtlich der Prozessbedingungen (z.B. Temperatur, Druck, Vergasungsmittel) und in der technischen

Ausführung (Festbett-, Wirbelschicht-, Flugstromvergaser) unterscheiden.

Bei allen Vergasungsverfahren wird ein Produktgas erzeugt, das sich im Wesentlichen aus den heizwertreichen Komponenten H_2, CO, CH_4, C_nH_m sowie CO_2, H_2O und ggf. N_2 zusammensetzt. Maßgeblich bestimmend für die Anteile der einzelnen Gaskomponenten sind die Prozessbedingungen und das verwendete Vergasungsmittel (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf).

Abhängig von der Art der Wärmezufuhr unterscheidet man autotherme und allotherme Verfahren. Während bei allothermen Verfahren die benötigte Energie für die Vergasung mittels eines Wärmeträgers oder eines Wärmetauschers eingebracht wird, erfolgt dies bei auto-thermen Verfahren durch eine Teilverbrennung im Vergaser. Wird bei der autothermen Prozessführung Luft verwendet, enthält das Produktgas den inerten N_2-Anteil aus der Luft, was sich sowohl auf den Heizwert als auch auf die nachfolgenden Prozessschritte nachteilig auswirkt.

Die verschiedenen Verfahren unterscheiden sich deutlich bezüglich der Gaszusammensetzung. Aufgrund der für die Erzeugung von Sekundärenergieträgern notwendigen Gasqualität (stickstofffreies Produktgas) kommen bei der Wahl der Vergasungsverfahren ausschließlich allotherme Konzepte bzw. sauerstoffbetriebene autotherme Prozesse in Betracht. Die Bandbreiten der trockenen Produktgaszusammensetzungen für die allothermen bzw. sauerstoffbetriebenen autothermen Verfahren betragen in der Regel 30 - 50 Vol. % H_2, 20 - 40 Vol. % CO, 10 - 25 Vol. % CO_2, 0 - 15 Vol.% CH_4.

Ein weiteres Unterscheidungskriterium bei Vergasungsverfahren ist die Vergasungstemperatur, woraus sich zwei verschiedene Herstellungspfade für Produkt- bzw. Synthesegase ergeben:

Das ist zum einen der „Hochtemperaturpfad“ mit Vergasungstemperaturen im Bereich > 1200 °C. Hierbei wird ein teer- und kohlenwasserstoffarmes Produktgas mit ungefähr gleichen Anteilen an H_2 und CO erzeugt. In der Regel kommen hier Flugstromvergaser mit Sauerstoff (und Dampf) als Vergasungsmittel zum Einsatz. Dieser Konversionspfad ist prädestiniert für Großanlagen (> 500 MW).
Im Gegensatz dazu eignet sich der „Niedertemperaturpfad“ mit Vergasungstemperaturen im Bereich < 1000 °C eher für dezentrale Anlagen. Hier werden in der Regel Wirbelschichtvergaser eingesetzt. Bedingt durch die niedrige Vergasungstemperatur enthält das Produktgas nennenswerte Anteile an CH_4 und kurzkettige Kohlenwasserstoffe (Ethan, Ethen, etc.).
Der CH_4-Gehalt spielt eine entscheidende Rolle, da der Energiegehalt von CH_4 ca. 3-fach höher ist als der von H_2 bzw. CO. Je niedriger die Temperatur des Vergasungsverfahrens ist, desto höher ist der CH_4-Gehalt. Ist Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas, SNG) das Zielprodukt als Sekundärenergieträger, so ist eine Niedertemperaturvergasung zielführender, da bereits im primären Produktgas ein hoher Teil des Heizwertes (bis 40 % des Produktgasheizwertes) in Form von Methan vorliegt.

Nutzung des Produktgases aus der thermochemischen Vergasung zur Erzeugung chemischer Energieträger

Aus dem durch die thermochemische Vergasung erzeugten Synthesegas lässt sich eine Vielzahl möglicher chemischer Energieträger erzeugen, z. B. Wasserstoff, Methanol, Dimethylether, synthetische Benzin-/Dieselkraftstoffe oder ein methanbasiertes Erdgassubstitut.

Da sich synthetische Benzin-/Dieselkraftstoffe via Fischer-Tropsch-Synthese für den Mobilitätsbereich am einfachsten – ohne jegliche Änderung der Infrastruktur – in bestehende Strukturen integrieren lassen, findet dieser Weg seitens der Mineralöl- und Automobilindustrie die größte Zustimmung.
Bezogen auf die in Abschnitt 1 dargestellten Randbedingungen zur Nutzung biogener Ressourcen ergeben sich jedoch Nachteile bei der Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Biomasse. Die Leistungsgröße der Anlagen (> 100 MW) widerspricht dem dezentralen Anfall biogener Ressourcen und die energetische Effizienz ist verglichen mit anderen Verwertungswegen deutlich geringer *(Abb. 1)*.

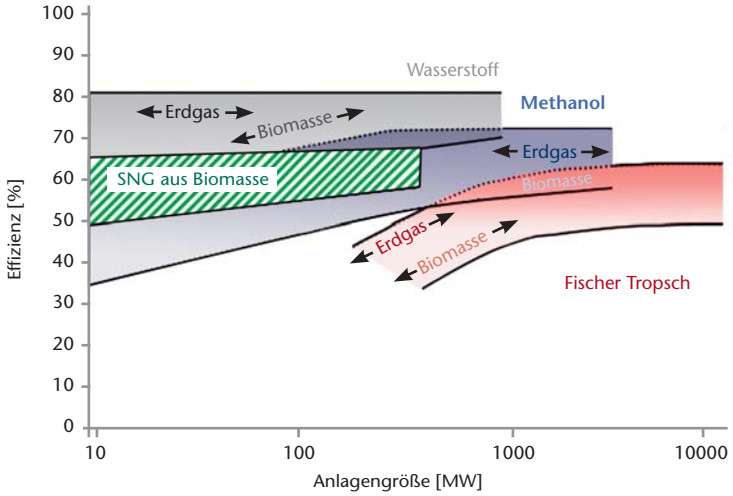


Abbildung 1
Bandbreite der energetischen Effizienz (Verhältnis des unteren Heizwertes (LHV) des erzeugten Produktes zum Edukt Erdgas (NG) bzw. Biomasse) als Funktion der Anlagengröße. (Die Co-Generation von Strom bzw. Wärme ist nicht berücksichtigt.)

Bezüglich der energetischen Wirkungsgrade und der Anlagengröße schneidet der Flüssigkraftstoff Methanol zwar deutlich besser ab, aber Methanol wird auf absehbare Zeit für den Verkehrsbereich aufgrund der begrenzten Zumischbarkeit zu konventionellen Kraftstoffen und mangelnder Akzeptanz nur eine begrenzte Rolle spielen.

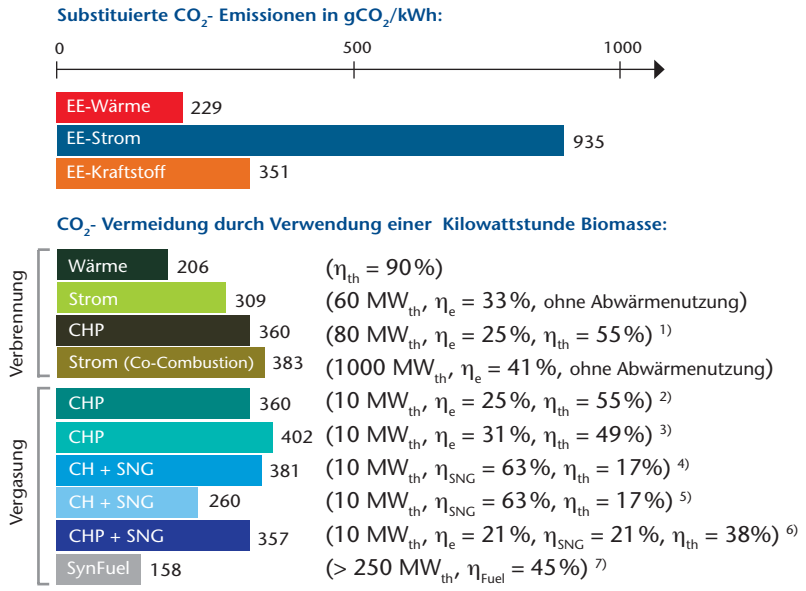
Den gasförmigen Sekundärenergieträgern Erdgassubstitut (SNG) und Wasserstoff wird dagegen noch zu wenig Bedeutung beigemessen, obwohl die Leistungsgrößen deutlich kleiner sind und der Herstellprozess einen höheren energetischen Wirkungsgrad als bei den Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aufweist. SNG kann bereits kurz- bis mittelfristig in die bestehende Gas-Infrastruktur integriert werden, während Wasserstoff erst langfristig eine energiewirtschaftliche Relevanz erhalten wird.

An dieser Stelle soll kurz eingegangen werden auf das für die Erzeugung von adaptiertem Synthesegas am ZSW entwickelte AER-Verfahren (Absorption Enhanced Reforming) zur Vergasung von Biomasse. Das AER-Produktgas unterscheidet sich im hohen H_2-Gehalt sowie im geringen Inertgas- und CO_x-Anteil deutlich von dem anderer thermochemischer Konversionsverfahren. Insbesondere der hohe Wasserstoffanteil mit ca. 70 Vol.% im trockenen Produktgas ermöglicht die Erzeugung von Sekundärenergieträgern aus dem stöchiometrisch adaptierten Synthesegas. Die Abtrennung von H_2 kann durch geeignete Gastrenntechnologien erfolgen. Aufgrund der Vergasungstemperatur von < 700 °C verfügt das Produktgas über einen Methananteil > 12 Vol.%. Die niedrige Vergasungstemperatur ermöglicht neben der Verwendung von Holz als Brennstoff ein flexibleres Einsatzspektrum von Biomassen in der Wirbelschicht. Durch entsprechende Wahl der AER-Verfahrensparameter kann in einer bestimmten Bandbreite der CO_x-Anteil im Produktgas eingestellt werden. In einer nachgeschalteten Methanisierungsstufe lässt sich das CO_x mit H_2 zu Methan umwandeln. Experimentelle Ergebnisse zeigen, dass nach der Methanisierung ein methanreiches Gas resultiert, das ohne weiteren CO_2-Abtrennprozess den Richtlinien zur Einspeisung in das Erdgasnetz entspricht.

CO_2-Vermeidung bei der energetischen Nutzung biogener Ressourcen

Da Biomasse eine begrenzte Ressource ist und vielseitig verwertet wird, sind sowohl die energetische Effizienz als auch die CO_2-Vermeidung bei der energetischen Nutzung von besonderer Bedeutung. Es stellt sich die Frage, wie eine kWh Biomasse unter dem Gesichtspunkt der CO_2-Vermeidung energetisch am sinnvollsten eingesetzt werden kann. Die CO_2-Vermeidung gibt an, welche Menge an CO_2 eingespart wird, wenn anstelle fossiler Ressourcen Biomasse als Primärenergieträger in verschiedenen Nutzungssektoren eingesetzt wird.

Abb.2 zeigt im oberen Abschnitt die bei der regenerativen Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoff (Kraftstoffnutzung im Verkehrsbereich) substituierten CO_2-Emissionen in Deutschland. Dargestellt ist, wie viel CO_2 bei der Nutzung einer regenerativ erzeugten Kilowattstunde Wärme, Strom oder Kraftstoff eingespart wird. Die Kilowattstunde konventionell bereitgestellte Wärme ist aufgrund hoher energetischer Wirkungsgrade und der dominierenden Energieträger Erdgas bzw. Erdöl im Wärmemarkt mit relativ geringen spezifischen CO_2-Emissionen belastet. Regenerativ erzeugte Heizenergie substituiert 229 gCO_2/kWh im Wärmemarkt. Deutlich höher sind die CO_2-Emissionen im Verkehrsbereich. Hier dominiert Erdöl als



1) CHP = Combined Heat and Power
2) Güssing-Konzept in ausgeführter Bauart
3) Güssing-Konzept mit zusätzlichem ORC-Prozess
4) „AER-Konzept" mit „Combined Heat und SNG-Erzeugung" (CH+SNG) sowie Verstromung des SNG in zentralen GuD-Kraftwerken (58%) ohne Abwärmenutzung bei der GuD-Verstromung
5) „AER-Konzept" mit „Combined Heat und SNG-Erzeugung „ (CH+SNG); SNG-Einsatz im Verkehrsbereich
6) „AER-Konzept" mit Poly-Generation von Strom, Wärme und SNG; das erzeugte SNG wird im Verkehrsbereich eingesetzt.
7) Der erzeugte SynFuel (synthetischer Dieselkraftstoff) wird im Verkehrsbereich eingesetzt. Aufgrund der Anlagengröße ist keine Fernwärmeauskopplung gegeben.

MW_{th} bezeichnet die Brennstoffwärmeleistung (eingehender Brennstoffstrom);
Aufgrund von Verlusten wird der maximal erreichbare Gesamtwirkungsgrad mit 80% angenommen und daraus der nutzbare Nah-/Fernwärmeanteil ermittelt.

Abbildung 2
Durch regenerative Bereitstellung von Energie substituierte CO_2-Emissionen in Deutschland sowie CO_2-Vermeidung durch Verwendung einer kWh Biomasse in verschiedenen Nutzungspfaden.

Ressource und die Endenergieträger Benzin, bzw. Diesel-Kraftstoff werden unter Energieeinsatz hergestellt. Regenerativ erzeugte Kraftstoffe substituieren 351 gCO_2/kWh gegenüber rohölbasierten Kraftstoffen im Straßenverkehr. Der hohe Wert bei der Nutzung regenerativ erzeugten Stroms mit 935 gCO_2/kWh_e ist auf den substituierten Grund- und Mittellaststrom zurückzuführen. Die Kilowattstunde erneuerbarer Strom substituiert hier konventionell erzeugte Elektrizität mit einem hohen Kohleanteil ohne Substitution des Kernenergieanteils.

In *Abb. 2* ist zusätzlich die CO_2-Vermeidung dargestellt, wenn eine Kilowattstunde Biomasse in verschiedenen Nutzungssektoren eingesetzt wird. Die der Berechnung zugrunde liegenden Annahmen wie Anlagengröße und energetischer Wirkungsgrad zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoff sind im Diagramm angegeben.

Die Verwendung im Wärmemarkt hat einen geringen CO_2-Einspareffekt mit „nur" 206 $gCO_2/kWh_{Biomasse}$ zur Folge (bei einem modernen Hausheizungskessel mit einem energetischen Wirkungsgrad von 90%).

Die Verstromung von Biomasse über Verbrennungsprozesse zeichnet sich in der Leistungsklasse oberhalb von 50 MW Brennstoffwärmeleistung durch hohe Verstromungswirkungsgrade aus. Das Problem bei Anlagen dieser Leistungsklasse ist jedoch – neben langen Biomasse-Transportwegen – die Nutzung der anfallenden Wärme. Einerseits nimmt der Verstromungswirkungsgrad des Kraftwerkes bei Wärmeauskopplung ab, andererseits müssen hohe Wärmeleistungen in Fern- bzw. Nahwärmenetze eingespeist werden, die jedoch in der Regel nicht verfügbar sind, so dass die Wärme ohne Nutzen weggekühlt wird. In *Abb. 2* ist deshalb nur in einem Fall (CHP) die Wärmenutzung dargestellt, was aber ein vorhandenes Wärmenetz mit einer Aufnahmekapazität von fast 50 MW erforderlich macht.

Obwohl der Gesetzgeber die Co-Verbrennung mit EEG-Vergütung in Deutschland ausgeschlossen hat, ist dieser Pfad mit aufgeführt. Dieser Nutzungspfad mit hohen Verstromungswirkungsgraden ist an die Nutzung von Kohle in Großkraftwerken gebunden. Unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes ist langfristig die Nutzung von Kohle jedoch nur tragbar, wenn hierbei die Abtrennung und Endlagerung von CO_2 gelingt.

Die Vergasungskonzepte haben insbesondere zwei Vorteile: Das erzeugte Produktgas kann neben der Verstromung und Abwärmenutzung

auch zur Erzeugung flüssiger und gasförmiger Sekundärenergieträger verwendet werden (Poly-Generation) und es können hohe CO_2-Einsparungen bei kleinen, dezentralen Anlagengrößen erzielt werden.

Die kombinierte Herstellung von Strom und Wärme nach dem in Güssing (Österreich) realisierten Vergasungsverfahren mit Gasmotor ergibt eine CO_2-Vermeidung von 360 $gCO_2/kWh_{Biomasse}$. Mit zusätzlicher Integration eines ORC-Prozesses steigt die CO_2-Vermeidung auf 402 $gCO_2/kWh_{Biomasse}$. Die Poly-Generation von Strom, Wärme und Kraftstoff (CHP+SNG) nach dem „AER-Konzept" bietet eine vergleichbar hohe CO_2-Vermeidung bei gleichzeitiger Erweiterung des Produktspektrums, hohen Wirkungsgraden und einfacher Prozessführung bei der SNG-Erzeugung. Diese Variante hat den Vorteil eines geringeren Wärmeanfalls an der Vergasungsanlage gegenüber der Co-Generation von Strom und Wärme.

Das Anlagenkonzept kann so modifiziert werden, dass SNG in Co-Generation mit Wärme erzeugt wird (CH+SNG). Vorteil ist hier der geringe Wärmeanfall am Ort der Vergasungsanlage, so dass eine flexiblere Standortwahl (ohne großes Wärmenetz) möglich wird. Die CO_2-Einsparung richtet sich nach der Verwendung des SNG. Dieses kann nach Transport über die existierende Infrastruktur für die Betankung von Fahrzeugen, in dezentralen BHKWs oder in GuD Kraft-werken genutzt werden. Beim Vergleich der Nutzungsoptionen für den Verkehrsbereich (Dieselsubstitut oder Erdgassubstitut) ist der SNG-Pfad gegenüber dem synthetischer Dieselkraftstoffe unter dem Aspekt der CO_2-Vermeidung eindeutig von Vorteil.

Schlussfolgerungen

Biomasse ist eine begrenzt verfügbare Ressource, deren Einsatz für energetische Anwendungen nur unter Berücksichtigung der Randbedingungen hohe energetische Effizienz, hohes CO_2-Reduktionspotenzial, dezentrale Nutzung, breite biogene Rohstoffbasis und Erzeugung von Endenergie für den Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt erfolgen sollte. Folgende Schlussfolgerungen zur thermochemischen Nutzung von Biomasse lassen sich ableiten:

1. Der Einsatz biogener Ressourcen allein zur Wärmeerzeugung ist aus CO_2-Vermeidungsgründen nicht zukunftsfähig.

2. Die dezentrale Verwendung der Biomasse ist der zentralen aufgrund möglicher Abwärmenutzung und damit höherer Gesamteffizienz vorzuziehen.

3. Vor dem Hintergrund der CO_2-Vermeidung, der energetischen Effizienz und der erforderlichen Anlagengröße wird die Erzeugung von synthetischen Benzin- oder Dieselkraftstoffen aus Biomasse auf der Basis heute verfügbarer Technologien als wenig zielführend angesehen.

4. Wegen der vorhandenen Infrastruktur für methanbasierte Gase, der hohen energetischen Effizienz der SNG-Erzeugung aus Biomasse über den Vergasungspfad und des deutlich reduzierten Wärmeanfalls (im Vergleich zur Verstromung) ist Erdgassubstitut ein vielversprechender Sekundärenergieträger für stationäre und mobile Anwendungen.

5. Die Co- bzw. Poly-Generation von Strom-, Wärme- und SNG über thermochemische Konversionsverfahren ermöglicht eine hohe CO_2-Vermeidung bei der energetischen Biomassenutzung auch in dezentralen Anlagenkonzepten mit einer Brennstoffwärmeleistung ab ca. 10 MW.

Solare Brennstoffe – Erzeugung, Nutzungsverfahren und Umwandlungseffizienzen

Dr. Christian Sattler
DLR
christian.sattler@dlr.de

Dr. Andreas Bühring
Fraunhofer ISE
buehring@ise.fraunhofer.de

Jochen Linßen
FZ Jülich
j.linssen@fz-juelich.de

Die derzeitige Energieversorgung insbesondere für mobile Anwendungen basiert zu einem Großteil auf der Nutzung fossiler Brennstoffe. Der hohe Verbrauch an fossilen Energieträgern führt zu erheblichen Emissionsmengen mit den entsprechenden negativen Auswirkungen. Wasserstoff könnte als sauberer Energieträger in Zukunft eine wichtige Rolle für die Kraftstoff- und Energieversorgung übernehmen. Zentraler Punkt einer Wasserstoffwirtschaft ist die ökologisch und wirtschaftlich vertretbare Erzeugung des Wasserstoffs, etwa durch die in diesem Beitrag beschriebenen Wege der thermischen Wasserspaltung oder Reformierung von Kohlenwasserstoffen mit reduzierten Emissionen.

Die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger bietet Vorteile. Die Nutzung von Wasserstoff kann in Brennstoffzellen (Erzeugung elektrischer Energie), Verbrennungsmotoren (Erzeugung mechanischer Energie), katalytischen Brennern (Wärmeerzeugung) etc. stattfinden.
Die Nutzung von Brennstoffzellen zur Erzeugung elektrischer Energie, ermöglicht prinzipiell im Vergleich zu Gas- oder Dampfturbinenkraftwerken höhere elektrische Wirkungsgrade.

Solare Verfahren zur Wasserstofferzeugung bieten die Möglichkeit, Sonnenenergie in einem transportablen Energieträger zu speichern, um sie zeitlich oder räumlich versetzt zu nutzen. Langfristig sind solare Brennstoffe mit Wasserstoff gleichzusetzen, da so der Umstieg von der fossilen in die erneuerbare treibhausgasfreie Energiewirtschaft erfolgen kann. Da die gegenwärtige Energiewirtschaft jedoch auf fossilen Rohstoffen basiert, erscheint es sinnvoll den Einstieg schrittweise zu vollziehen, ähnlich wie dies durch die High Level Group der EU in ihrer Wasserstoffvision 2003 dargestellt wurde [1]. Das Ziel dieses Entwicklungswegs ist die Wasserstofferzeugung aus Wasser.

Wasserstofferzeugung aus kohlenstoffhaltigen Energieträgern

Bei der solaren Dampfreformierung von Methan bzw. Erdgas ist die Entwicklung auf einer Stufe angelangt, die kurz- bis mittelfristige eine industrielle Umsetzung möglich macht. In diesem Prozess wird Erdgas mit Wasserdampf bei Temperaturen von 750 - 850 °C zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid, zu so genanntem Synthesegas umgewandelt. Dessen Brennwert ist höher als der des Erdgases, die Differenz entspricht dabei der gespeicherten Sonnenenergie.

Seit den 1980er Jahren wurden im Rahmen von mehreren Forschungs- und Entwicklungsprojekten verschiedene Verfahren vom Labor- bis in den Pilotmaßstab entwickelt und dabei Reaktorwirkungsgrade von 80-90 % erzielt. Die Wirtschaftlichkeit wurde im Rahmen von mehreren Studien abgeschätzt [2]. Die Ergebnisse zeigen, dass bereits heute die Differenz der Kosten zwischen konventioneller und solarer Dampfreformierung sehr gering sind. Der Break-even-Point wird bei einem Erdgaspreis von 3,4 ct/Nm^3 erreicht. Der Preis liegt heute bei etwa 2,1 ct/kWh, allerdings lag er zwischen September 2005 und Januar 2006 bereits zwischen 2,8 und 3,8 ct/kWh [3].

Zurzeit wird im Rahmen eines von der EU cofinanzierten Projekts SOLREF [4] ein direkt bestrahlter druckaufgeladener, volumetrischer Solarreceiver entwickelt. Der in einer Pilotanlage mit einer Leistung von 400 kW_{th} auf dem Solarturm des Weizmann Institutes of Science in Israel getestet wird. Diese Pilotanlage umfasst neben dem eigentlichen Reformer auch einen Reaktor für eine Shift-Reaktion, bei der durch eine gezielte Verschiebung des Reaktionsgleichgewichts Kohlenmonoxid mit Wasser zu Kohlendioxid und Wasserstoff umgewandelt wird.

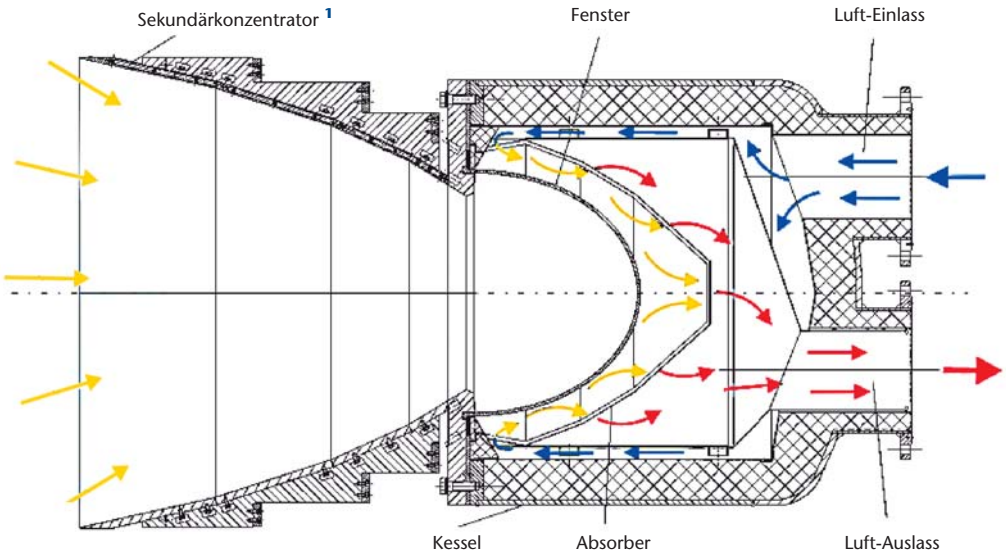


Abbildung 1
Schema eines druckaufgeladenen Solarreceivers zur Reformierung von Methan.

[1] Trichterspiegel zur Fokussierung der Sonnenstrahlung in den Reaktor

Der Wasserstoff wird durch Druckwechselabsorbtion von den anderen Gasen getrennt. In der nächsten Entwicklungsstufe ist die Er-richtung einer 1 MW_{th} – Anlage geplant, und zwar auf einer Erdgasquelle in Süditalien als Demonstration für eine kommerzielle Anlagen. Neben der Reformierung könnte auch das solare Aufspalten („Cracken") von Methan eine interessante Alternative für die Wasserstofferzeugung sein. Hier gibt es noch einen großen Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Aber durch die im Kyoto Protokoll manifestierte Notwendigkeit, CO_2-Emissionen zu reduzieren, sind Verfahren, bei denen erst gar kein CO_2 sondern Kohlenstoff entsteht, besonders interessant geworden.
Es scheint zwar zunächst widersinnig den hohen Energieinhalt desKohlenstoffs nicht zu nutzen, aber die Lagerung wird dadurch deutlich einfacher und sicherer und zumindest ein Teil des Kohlenstoffs kann als hochwertiger Rohstoff verwendet werden, zum Beispiel für die Produktion von Reifen.

Wasserstofferzeugung aus Wasser

Nach ihrer kurz- bis mittelfristigen Einführung müssen solare Brennstoffe langfristig aus Rohstoffen erzeugt werden, die keine Gefahr für Weltklima und Gesundheit darstellen.
Dass Wasser diese Anforderung ideal erfüllt, ist offensichtlich. Allerdings ist Wasser allgemein in den Regionen der Erde mit hoher solarer Einstrahlung knapp, wenn es nicht aus dem Meer gewonnen werden kann. Also muss entweder Solarstrom an Orte transportiert werden, an denen Wasser verfügbar ist, das dann zum Beispiel durch Elektrolyse gespalten werden kann, oder man kombiniert Meerwasseraufbereitung und thermische Prozesse.

Vorteile der thermischen Prozesse gegenüber der Elektrolyse sind der potenziell höhere thermische Wirkungsgrad und die Einsparung eines Energiewandelschritts. Kombinierte Anlagen könnten zudem zur Trinkwasserversorgung in den Sonnengürteln der Erde beitragen.
Die direkte thermische Wasserspaltung in Wasserstoff und Sauerstoff *(Gl. 1)* erscheint technisch als wenig Erfolg versprechend, da die notwendigen Temperaturen von deutlich über 2500 °C im industriellen Maßstab nicht effizient realisierbar sind, und das entstehende „Knallgas" explosiv und schwierig zu trennen ist [5].

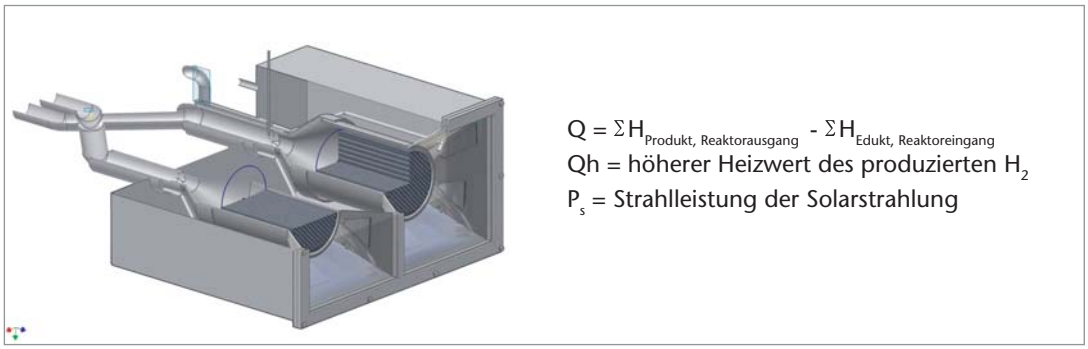


Abbildung 2
HYDROSOL Reaktor zur quasi kontinuierlichen H_2-Produktion

Gleichung 1: $H_2O \xrightarrow[2500°]{} H_2 + ½\ O_2$

Thermochemische Kreisprozesse

Seit den 1970er Jahren werden so genannte thermochemische Kreisprozesse untersucht, bei denen die Wasserspaltung in mehrere Schritte aufgeteilt ist. So wird die technische Realisierbarkeit verbessert. Seit einigen Jahren wird der Einsatz von Wärme aus konzentrierter Sonnenstrahlung genutzt. Insbesondere die Fortschritte in der Solarreceivertechnik und bei den Solarturmkraftwerken ermöglichten diese Entwicklung [6].

- Kreisprozesse auf der Basis von Metall oder Metalloxiden
  Mehrere hundert thermochemische Kreisprozesse aus der Literatur wurden systematisch bewertet und die besonders effizienten für die weitere Entwicklung identifiziert. Sie fußen entweder auf Metall oder Metalloxiden, insbesondere Eisen oder auf anorganischen Schwefelverbindungen. Besondere Bedeutung hat der zweistufige Metall/Metalloxid-Kreisprozess erlangt. Hier wird in einer ersten Stufe, dem Wasserstoffproduktionsschritt, ein aktiviertes, das bedeutet reduziertes Metalloxid, zum Beispiel ein Eisenoxid mit Wasser umgesetzt. Dabei entstehen Wasserstoff und das oxidierte, deaktivierte Metalloxid:

Gleichung 2: $MO_{reduziert} + H_2O \rightarrow MO_{oxidiert} + H_2$

Im zweiten, dem Hochtemperaturschritt wird dann das oxidierte Metalloxid durch Erwärmung unter Abspaltung von Sauerstoff reduziert und damit wieder aktiviert.

Gleichung 3: $MO_{oxidiert} \rightarrow MO_{reduziert} + O_2$

Dieser Kreisprozess wurde im von der EU co-finanzierten Projekt HYDROSOL 2004 als erster solarthermochemischer Kreisprozess geschlossen: 2005 konnte demonstriert werden, dass es mit dieser Technik möglich ist, kontinuierlich Wasserstoff zu erzeugen. Basierend auf einem Eisenmischoxid, das auf einer keramischen Wabenstruktur fixiert ist, wurde im Sonnenofen des DLR über mehr als 50 Zyklen ohne Aktivitätsänderung Wasserstoff erzeugt. Der eingesetzte Reaktor besitzt zwei Reaktionskammern, in denen die beiden Reaktionsschritte parallel durchgeführt werden.

In einem Test wurden die Reaktoreffizienz η_r des oben beschriebenen Reaktors und die Effizienz bezogen auf den höheren Heizwert des produzierten Wasserstoffs η_{HHV} bestimmt.

Gleichung 4: $\eta_r = Q / P_s$

Gleichung 5: $\eta_{HHV} = Q_H / P_s$

Für die Reaktoreffizienz η_r wurden 24 % für den gesamten Prozess über einen kompletten Versuchstag erreicht. Die Effizienz bezogen auf die Wasserstoffproduktion η_r betrug 4,4 %, ein sehr guter Wert für einen kleinen nicht energetisch optimierten Forschungsreaktor mit einer Leistungsaufnahme < 10 kW_{th}. Extrapoliert scheint ein Wirkungsgrad von 30 % erreichbar [7]. Derzeit wird ein 2x100 kW_{th} Reaktor gebaut, der nächstes Jahr auf einem Solarturm auf der Plataforma Solar de Almería in Südspanien getestet werden soll.

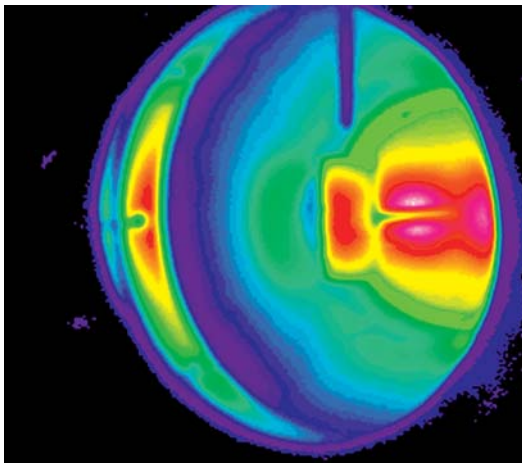


Abbildung 3
Infrarotbild der solaren Schwefelsäurespaltung im HYTHEC Testreaktor im Sonnenofen des DLR, Köln-Porz (T_{max} > 1300 °C).

- Kreisprozesse auf der Basis von Schwefel
  Schwefelbasierte Kreisprozesse wurden ursprünglich für die Kopplung mit Hochtemperaturwärme aus Kernreaktoren konzipiert. Die prominentesten sind der Schwefel/Jod-Prozess und der hybride Schwefelsäure-Prozess. Der thermisch- und damit solarrelevante Schritt ist bei beiden Prozessen die Spaltung von Schwefelsäure. Diese findet in Gegenwart von Katalysatoren bei ca. 850 °C und ohne Katalysatoren bei 1150 °C statt. Beide Kreisprozesse haben das Potenzial, eine thermische Effizienz von 40 % zu erreichen. Allerdings sind besonders beim Schwefel/Iod-Prozess die korrosiven Medien ein Problem bei einer Vergrößerung der Reaktoren für einen späteren Produktionsprozess.

In dem EU co-finanzierten Projekt HYTHEC konnte beim DLR in Köln Porz die solarthermische Schwefelsäurespaltung demonstriert werden. Ein 10 kW_{th} Testreaktor wurde dort über mehr als 75 Stunden betrieben.
Es konnten Umsätze von bis zu 55 % erzielt werden. Bemerkenswert ist, dass keine Korrosion in den eingesetzten keramischen Materialien beobachtet wurde [8]. Parallel arbeiten Partner aus Frankreich, Spanien, Italien und Großbritannien an der Schließung des Kreislaufs.

Wasserstoff-Speicherung und -Nutzung

Ein wichtiger Punkt für die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger im stationären und insbesondere im mobilen Bereich, ist die Frage der Speicherung.

Je nach Einsatzgebiet ist die Gewichtung der Eigenschaften eines Speichersystems unterschiedlich. Für einen mobilen Speicher sind vor allem niedriges Gewicht und geringes Bauvolumen wichtig. Bei stationären Anwendungen ist dagegen das Gewicht von untergeordneter Bedeutung. Zum jetzigen Zeitpunkt ist daher davon auszugehen, dass je nach Einsatzgebiet unterschiedliche Speichersysteme zum Einsatz kommen werden.

Wasserstoffspeichersysteme basierend auf Druck- und Flüssigwasserstoffspeicherung und mit leichten Abstrichen auch Systeme basierend auf Niedertemperatur-Metallhydriden sind technisch realisiert worden und kommerziell verfügbar.

Bei der Druckspeicherung konnten durch den Einsatz von Kompositbehältern deutliche Verbesserungen im Hinblick auf die Speicherkapazitäten erzielt werden [9],[10].
Bei der Flüssigwasserstoffspeicherung konnten durch zahlreiche Innovationen die Verdampfungsverluste während der Speicherung reduziert und der komplizierte Betankungsvorgang technisch handhabbar gestaltet werden [9], [11].

Bei den Metallhydriden hat es insbesondere Verbesserungen im Bezug auf die Reaktionskinetik und das Wärmemanagement gegeben. In der nahen Zukunft werden diese Systeme die Wasserstoffspeichertechnik bestimmen. Sie weisen jedoch derzeit noch Nachteile in Punkto Speicherkapazitäten, Speicherverlusten, Handhabbarkeit und Kosten auf.

Zahlreiche weitere Ansätze zur Speicherung von Wasserstoff befinden sich in der Forschung und Entwicklung. Als Beispiele seien hier die Speicherung in Mikroglaskugeln, komplexe Metallhydride, chemische Verbindungen wie Ammoniak

und die Speicherung in Kohlenstoff-Materialien (z.B. Nanotubes) genannt.

Ein großes Entwicklungspotenzial für die Zukunft besitzen die auf Magnesium fußenden Hochtemperaturmetallhydride und auch die komplexen Metallhydride (Alanate, Borhydride, Slurrys[1]). Sie bieten zum Teil deutlich bessere Speicherkapazitäten als die konventionellen Speichermethoden, weisen aber derzeit noch Nachteile in Bezug auf Wärmemanagement, Reversibilität, Reaktionskinetik und Regeneration auf. Können diese Probleme gelöst werden, so stellen diese Systeme eine interessante Alternative für die Zukunft dar [12].

Fazit und Ausblick

Hochtemperaturprozesse zur solaren Wasserstofferzeugung, effiziente Speicher und Nutzungstechnologien sind Schlüsselkomponenten zur Implementierung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft. Ihre rasche Weiterentwicklung kann Deutschland einen wesentlichen Vorsprung bei der zukünftigen Energiebereitstellung bringen und damit ähnlich wie bei anderen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, eine weltweit führende Position sichern. Dieses Potenzial sollte aufbauend auf den oben beschrieben Kompetenzen genutzt und ausgebaut werden.

Literatur

[1] European Commission "Hydrogen energy and fuel cells – A vision of our futur" Final report of the high level group, EUR 20719 en (2003), ISBN 92-894-5589-6, p 23., https://www.hfpeurope.orguploads/678/688/hydrogen-vision-report_HLG_2003_en.pdf

[2] S. Möller, Kaucic, D., Sattler, C., „Hydrogen Production by Solar Reforming of Natural Gas: A Comparison Study of Two Possible Process Configurations," Journal of Solar Energy Engineering, vol. 128, pp. 16-23, 2006.

[3] http://www.oilnergy.com/1cashpet.htm#natgas

[4] SOLREF Homepage http://www.solref.dlr.de/solref/

[5] E.A. Fletcher, R.L. Moen, "Hydrogen and Oxygen from Water," Science, 1977, 197, 1050-1056.

[6] A. Steinfeld, „Solar thermochemical production of hydrogen – a review," Solar Energy, 78, 603-615, 2005

[7] Sattler, C., Roeb, M., Klüser, R., Monnerie, N., de Oliveira L., Konstandopoulos, A.G., Agrafiotis, C., Zaspalis, V.T., Nalbandian, L., Steele, A.M., Stobbe, P., "Solar Hydrogen Production by a Two-Step Cycle based on Mixed Iron Oxides", Journal of Solar Energy Engineering, 128, 2006, 125-133.

[8] Le Duigou, A., Borgard, J.M., Larousse, B., Doizi, D., Allen, R., Ewan, B.C., Priestman, G.H., Elder, R., Cerri, G., Salvini, C., Giovannelli, A., De Maria, G., Roeb, Noglik, A., Rietbrock, P.M., Mohr, S., de Oliveira, L., M., Monnerie, N., Schmitz, M., Sattler, C., Orden, A., de Lorenzo, D., Cedillo, J., Dechelotte, S., Baudouin, O. "HYTHEC: An EC funded search for a long term massive hydrogen production route using solar and nuclear technologies", Int. J. Hydrogen Energy, in press.

[9] VIELSTICH (2003) Handbook of fuel cells fundamentals, technology and applications 3 Fuel cell technology and application Pt. 1. New York, NY, Wiley.

[10] WWW.QTWW.COM (2006).

[11] WWW.LINDE-GAS.DE

[12] AU, M. & Jurgensen, A. (2006) Modified lithium borohydrides for reversible hydrogen storage. JOURNAL OF PHYSICAL CHEMISTRY B, 110:13, 7062-7067.

[1] Schlämme

Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung

Dr. Rainer Tamme
DLR
rainer.tamme@dlr.de

Dr. Andreas Jossen
ZSW
andreas.jossen@zsw-bw.de

Dr. Hans-Martin Henning
Fraunhofer ISE
hans-martin.henning@ise.fhg.de

Eine weiter zunehmende Deckung des Energiebedarfs aus nachhaltigen Quellen ist erklärtes Ziel nationaler und europäischer Energiepolitik. Die Zielgröße der Europäischen Kommission für diesen Anteil ist 20 % bis 2020, wobei signifikante Zuwächse im Bereich der solaren Wärme- und Kälteerzeugung und im Bereich der Stromerzeugung durch Windenergie an Offshore-Standorten erwartet werden [1].

Ein solches Ausbauziel mit einem stark vergrößerten Anteil fluktuierender Energiequellen erfordert effiziente und wirtschaftlich attraktive Speichertechnologien. Für einen erfolgreichen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien kommt daher der Querschnittstechnologie Energiespeicherung eine Schlüsselfunktion zu.

Energiespeicher – Schlüsselkomponente zur nachhaltigen Energieversorgung

Der heutige Stand der Elektrizitätswirtschaft und die hohe Qualität der Heizwärmeversorgung beruhen im Wesentlichen auf der Verwendung der fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Gas. Die enorme Entwicklung im Verkehrssektor ist nur möglich gewesen, weil mit den Flüssigkohlenwasserstoffen Benzin, Diesel oder Kerosin Kraftstoffe mit sehr hoher Energiedichte zur Verfügung stehen. In allen Fällen stellen die fossilen Brennstoffe Energiespeicher dar, die von der Natur durch Umwandlung von Sonnenenergie in chemische Energie in prähistorischer Zeit erzeugt worden sind. Ihre extrem hohe Energiedichte beruht auf der Nutzung im offenen Kreislauf, d.h. sie werden bei der „Entladung“ stofflich verbraucht und stehen für den nachfolgenden Ladevorgang nicht mehr zur Verfügung.

Ein wichtiges Kriterium zur Einteilung erneuerbarer Energiequellen ist der Aspekt ihrer Verfügbarkeit *(Tab. 1)*. Während Biomasse, geothermische Energie und Wasserkraft eine hohe Verfügbarkeit aufweisen, sind Sonne und Wind nur sehr unstetig verfügbar. Die derzeit diskutierten Techniken zur Nutzung der Wellenenergie weisen einen unterschiedlichen Grad an Verfügbarkeit auf. D.h. bei verstärkter Einbindung von Sonnen- und Windenergie zur Strom- und Wärmeerzeugung muss der Verfügbarkeitsaspekt durch zusätzliche technische Maßnahmen gelöst werden. Dazu ist eine hocheffiziente Speichertechnologie notwendig, um die zeitliche und räumliche Inkongruenz von Angebot und Nachfrage auszugleichen und die Realisierung eines integrierten energieeffizienten Gesamtprozesses zu ermöglichen.

	hohe Verfügbarkeit	unstetig verfügbar
Biomasse		
Geothermie		
Wasserkraft		
Wellenenergie		
Photovoltaik		
Solarthermie		
Windenergie		

Tabelle 1
Einteilung erneuerbarer Energiequellen hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit

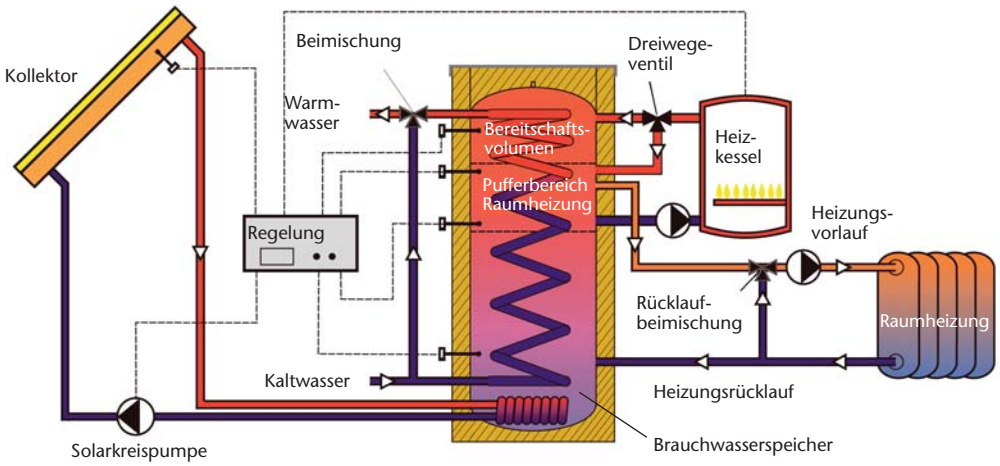


Abbildung 1
Schema einer solaren Kleinanlage mit integriertem Brauchwasserspeicher

Die Effizienz von Energieprozessen wird durch den Einsatz von thermischen Speichersystemen deutlich gesteigert. Die Integration von Speichersystemen kann unterschiedliche Ziele verfolgen:

- Bei zyklischen Prozessabläufen kann Energie, die sonst am Ende eines Zyklus verloren gehen würde, gespeichert werden, um dann im nachfolgenden Zyklus wieder genutzt zu werden. Besteht in einem System eine zeitliche Verschiebung zwischen dem Angebot und dem Bedarf an thermischer Energie, so können Speicher diese zeitliche Differenz zwischen Erzeuger und Verbraucher ausgleichen.
- Bei Prozessen mit ausgeprägten zeitlichen Lastspitzen können Systemkomponenten für ein mittleres Leistungsniveau dimensioniert werden. Der Speicher wird in Phasen mit hohem Leistungsbedarf entladen, während bei Unterschreitung der durchschnittlichen Leistung Energie zwischengespeichert wird. Die optimale Ausnutzung der Systemkomponenten vermeidet Teillastverluste und reduziert Investitionskosten.
  Die Belastung des Systems durch thermische Wechsellast wird reduziert, wodurch die Lebensdauer der Komponenten erhöht wird.

Die Bereitstellung einer effizienten und wirtschaftlichen Speichertechnik erfordert die Anpassung an periphere Komponenten und Prozessparameter d. h. eine optimale Systemintegration. Aufgrund deutlich variierender Anforderungsprofile hinsichtlich Art, Menge und Leistung der benötigten Energie müssen für elektrische, thermische, mechanische oder chemische Energiespeicher jeweils spezifische, optimale Lösungen hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit gefunden werden. Das hat zur Konsequenz, dass es nicht den einen optimalen Energiespeicher für alle Anwendungen gibt. Entsprechend ist ein breites Spektrum an Speichertechnologien, Materialien und Methoden gefordert. Übergeordnete Ziele, die auf dem Gebiet Speichertechnik erfüllt werden müssen, sind:

- die Reduktion der spezifischen Investitionskosten
- die Erhöhung von Effizienz und Zuverlässigkeit
- Berücksichtigung von Materialaspekten, Auslegungsfragen und Systemintegration

Wärmespeicher für solare Klimatisierung

Gerade bei der Nutzung regenerativer Energiequellen für die Hausenergieversorgung stimmen Angebot und Nachfrage zeitlich oft nicht überein. Da der größte Teil des Energieverbrauchs in Haushalten für den Bereich der Raumwärme – bei Bürogebäuden auch für Kühlung – und Brauchwasserbereitstellung verwendet wird, ist das Einsparpotenzial an fossiler Energie durch solarthermische Systeme besonders hoch. Erst durch die Einbeziehung thermischer Energiespeicher sind hohe solare Deckungsraten erreichbar.

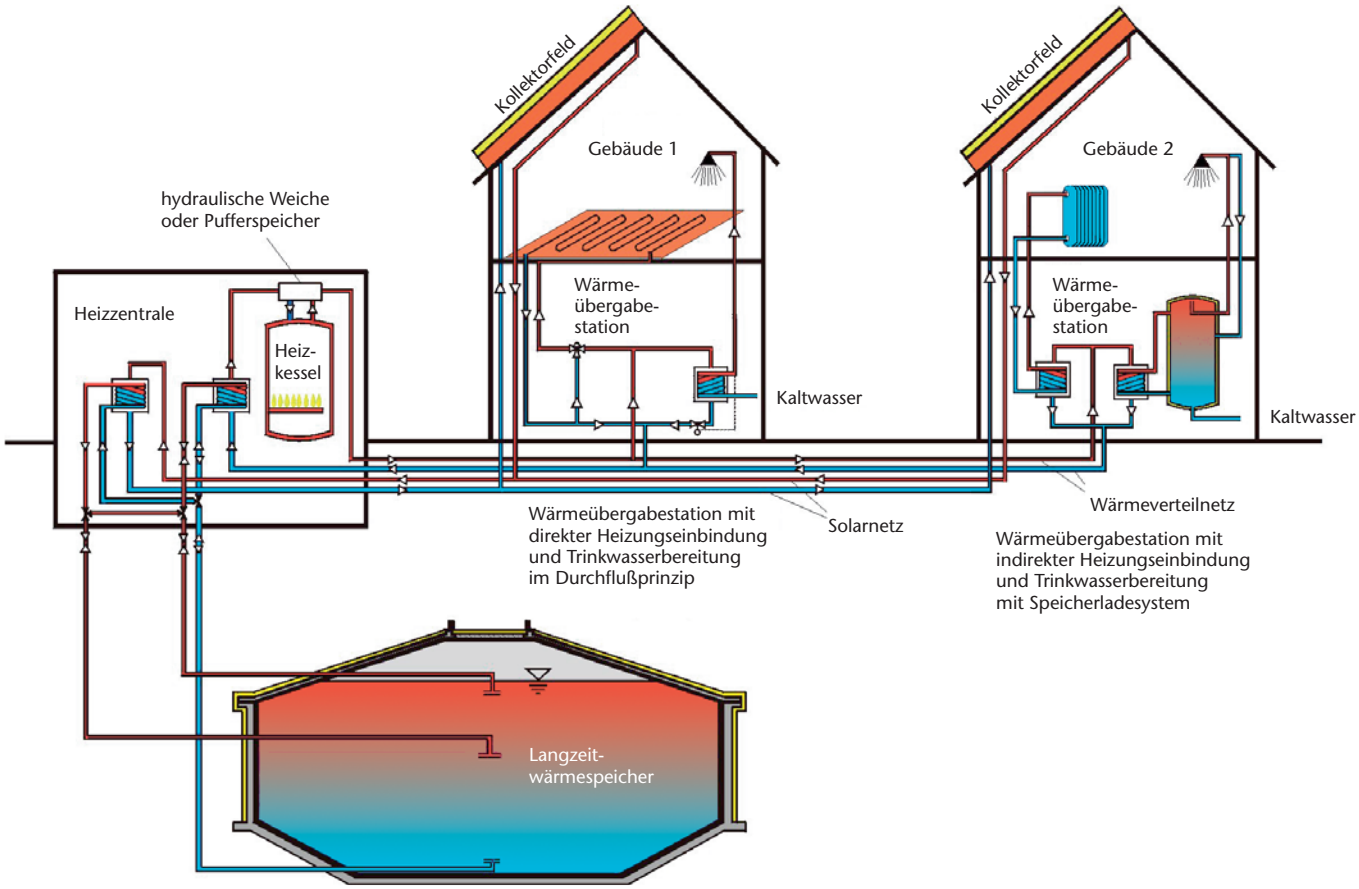


Abbildung 2
Schema einer solaren Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher

Für die Kurzzeitspeicherung und dezentrale Wärme- und Brauchwasserversorgung sind derzeitig Wasserspeicher der Standard *(Abb 1)*. In Verbindung mit Kollektorflächen von 10-20 m² lassen sich hiermit in Deutschland 15-25 % am Gesamtwärmebedarf solar decken.

Mit Anlagen, die mit saisonalen oder mehrwöchigen Wärmespeichern ausgestattet sind, kann der fossile Brennstoffbedarf zur Gesamtwärmeversorgung sogar auf etwa die Hälfte reduziert werden. In Kombination mit solaren Nahwärmesystemen *(Abb. 2)* könnten große Teile des Niedertemperaturwärmemarktes in Deutschland mit solarer Energie versorgt werden. Ein wichtiger Baustein derartiger Versorgungskonzepte ist die Integration effizienter saisonaler Wärmespeicher. Hierfür stehen erste Pilotanlagen zur Verfügung. Entscheidend für die Markteinführung werden geringe Speicherkosten und die Minimierung von Speicher- und Netzverlusten sein, um eine hohe Nutzwärmeausbeute zu erzielen [2].

Die mittelfristige Zielsetzung zur Erhöhung des solaren Deckungsanteils ist mit der derzeit kommerziell verfügbaren Speichertechnik nicht erreichbar. Benötigt werden verbesserte Speichersysteme mit hoher Kapazität, Effizienz und Leistung. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist eine deutliche Senkung der Investitionskosten für die jeweiligen Speicher. Nur dann wird man die Vision eines durch fossile Energiequellen unterstützten solaren Wärmeversorgungssystems verwirklichen können.

Abbildung 3
Grundprinzip eines solarthermischen Kraftwerks mit integriertem Speicher

Wärmespeicher für solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke wandeln konzentrierte Solarstrahlung in Hochtemperaturwärme um, die den fossilen Brennstoff im Kraftwerksprozess ersetzt *(Abb.3)*. Hochtemperatur-Solarthermie kann zwar in Deutschland selbst mangels hinreichender Direktstrahlung nicht wirtschaftlich angewendet werden, stellt aber eine neue Chance dar, schlüsselfertige Anlagen, Komponenten, Systemtechnik und Engineering auf dem Weltmarkt zu exportieren.

Energiespeicher erhöhen den Solaranteil des Kraftwerks, sie verbessern das Betriebsverhalten, bewirken eine höhere Ausnutzung des Kraftwerksblocks und verbessern die Erlössituation. Das Zusammenwirken aller genannten Faktoren führt dazu, dass sich die solaren Stromgestehungskosten eines solarthermischen Kraftwerks mit integrierter Speichertechnik gegenüber dem Betrieb ohne Speicher absenken lassen. Energiespeicher sind daher für eine erfolgreiche Positionierung der solaren Kraftwerkstechnologie zwingend notwendig. Um das Kostensenkungspotenzial zu erreichen, werden effiziente Speicher mit hoher Lebensdauer und niedrigen spezifischen Kosten benötigt.

Abhängig von den spezifischen Speicherkosten und der Speicherkapazität lassen sich Kostensenkungen von 20-30% gegenüber einem Betrieb ohne Speicher erzielen. Dieser Zusammenhang ist in *Abb.4* dargestellt. Dabei sind die spezifischen Speicherkosten zwischen 10 und 40 €/kWh variiert worden. Die der Abbildung zugrunde liegenden Werte wurden für ein solarthermisches Kraftwerk von 80 MW_{el} mit

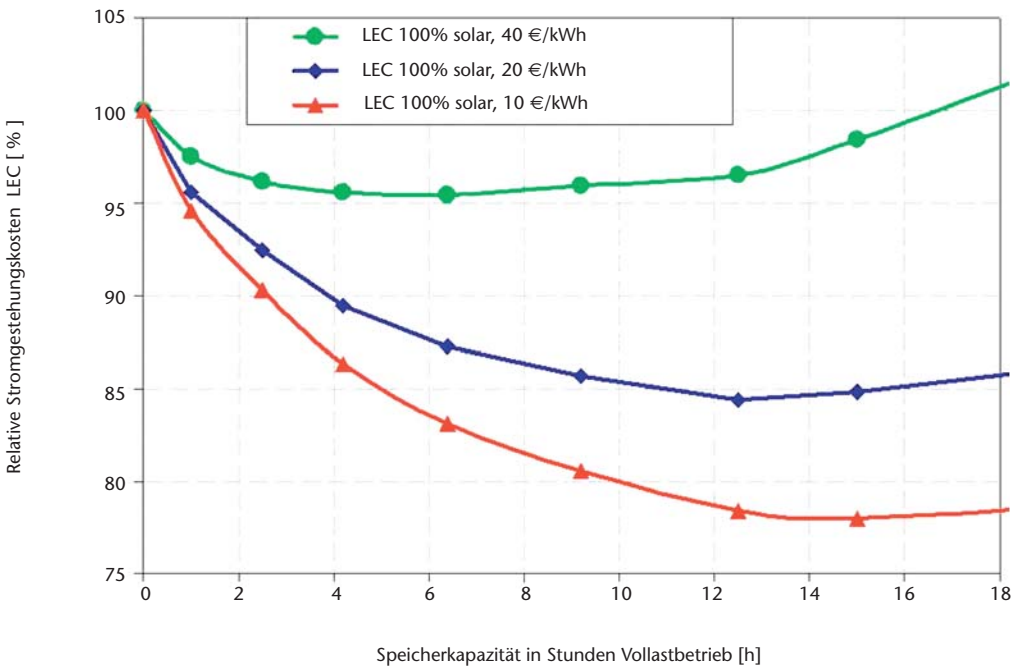


Abbildung 4
Kostensenkungspotenziale für solarthermische Stromerzeugung durch Integration von drei verschiedenen kostengünstigen Speichertechniken (LEC=Levelized Electricity Costs)

Abbildung 5
Übersicht technischer Spezifikation für Integration thermischer Energiespeicher

Kraftwerkstyp	primäres Wärme-trägermedium	Druck	Temperatur		Wärmekraft-maschinen
Parabolrinne	Öl	15 bar	400° C		ORC
Solarturm	Sattdampf	40 bar	260° C		Dampfturbine
Parabolrinne	überhitzter Dampf	50 – 100 bar	400 – 500° C	Speicher	Gasturbine
Parabolrinne/ Solarturm	Salzschmelze	1 bar	500 – 600° C		GuD
Solarturm	Luft	1 bar	700 – 1000° C		Stirling
Solarturm	Luft	15 bar	800 – 900° C		andere

dem Standort „Südlicher Mittelmeerraum“ ermittelt. Zugrunde gelegt wurden Investitionskosten von 700 €/kW für die Energieeinheit und 200 €/m² für das Solarfeld.

Die wesentliche Herausforderung bei der Speicherentwicklung für die solarthermische Kraftwerkstechnik liegt in der Vielfalt der Kraftwerkskonzepte und damit resultierenden Bandbreite an Prozessparametern und den Erfordernissen der jeweiligen Wärmekraftmaschinen, wodurch vom Speicher – an der Nahtstelle zwischen dem Solarteil und der Wärmekraftmaschine – ein breites Spektrum technischer Spezifikationen abgedeckt werden muss *(Abb. 5)*.

Großtechnisch erprobt und für den Einsatz in den projektierten Anlagen in Spanien vorgesehen sind thermische Speicher auf der Basis von Flüssigsalz. Allerdings sind hier die spezifischen Kosten mit 30-60 € pro kWh zu hoch, so dass sie für die Erschließung des Marktpotenzials nur begrenzt in Frage kommen.

Im Rahmen laufender, vom Bundesumweltministerium unterstützter Entwicklungsvorhaben wird ein Wärmespeicher auf Basis von Beton als Speichermaterial entwickelt. Die bisherigen erzielten Ergebnisse zeigen, dass hiermit eine technisch und wirtschaftlich attraktive Lösung für einen Wärmespeicher realisiert werden kann.

Die Zielparameter für die weiterentwickelte Feststoffspeichertechnik sind ein modulares, skalierbares Design und Investitionskosten von 20 €/kWh Speicherkapazität. Dabei liegt das größte Kostensenkungspotenzial beim Rohrregister zur Wärmeübertragung vom Wärmeträgeröl auf das Speichermaterial [3].

Neue Untersuchungen zeigen, dass das Potenzial für Effizienzverbesserung und Kostensenkung noch nicht ausgeschöpft ist. Neue Entwicklungen befassen sich mit sensiblen Feststoffspeichern in Festbett- oder Fliessbettkonfiguration, sowie mit Latentwärmespeichern und mit verbesserten Salzspeichern. Bei kontinuierlicher Weiterentwicklung sollte die technische Umsetzung in Pilotspeichern mittelfristig möglich sein.

Stromspeicher für dezentrale Stromerzeugung mit PV

Dezentral, photovoltaisch versorgte Systeme benötigen in Inselanwendungen ein Speichersystem. Die Anforderungen reichen von einer hohen Effizienz und einer möglichst hohen Lebensdauer bis hin zu möglichst niedrigen Kosten. Prinzipiell sind hierfür elektrochemische, elektrostatische, elektrodynamische und elektromechanische Speicher geeignet. Eine Übersicht zeigt *Abb. 6*.

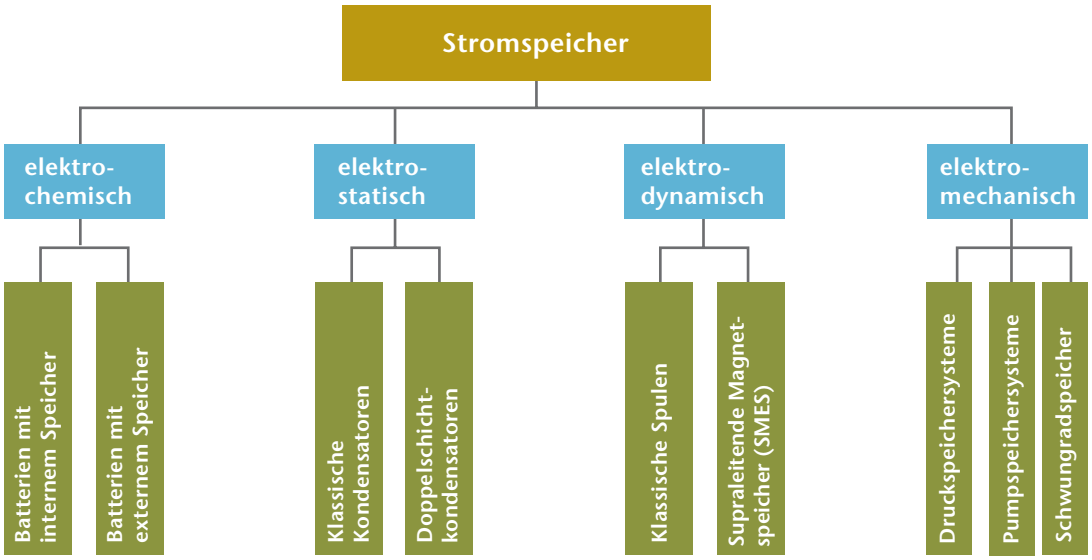


Abbildung 6
Möglichkeiten der elektrischen Strom-speicherung

Die Speichersysteme unterscheiden sich grundlegend in ihren Eigenschaften, so dass sich für verschiedene Anwendungen unterschiedliche Speichertechnologien etabliert haben.
Eine der wichtigsten Eigenschaften ist die schnellstmögliche Entladezeit des Speichers. Hier wird unterschieden zwischen Kurzzeitspeichern und Langzeitspeichern. Zu den Kurzzeitspeichern gehören die elektrostatischen und die elektrodynamischen Speicher sowie Schwungradspeicher. Diese Systeme sind für Entladedauern von weniger als einer Minute optimiert. Zu den Langzeitspeichern (typische Entladezeiten ab etwa 10 Stunden) gehören Druck- und Pumpspeichersysteme sowie die elektrochemischen Speicher (Batterien und Akkumulatoren). Elektrochemische Speicher nehmen hierbei eine Sonderstellung ein, da es einerseits eine Vielzahl von unterschiedlichen Systemen gibt und andererseits auch Entladezeiten ab etwa einer Minute erreicht werden. Sie sind heute auch die bevorzugten Speichersysteme für kleine und mittlere Systeme (bis etwa 10 MWh).

Bei elektrochemischen Speichern kann zwischen solchen mit internem Speicher und solchen mit externem Speicher unterschieden werden. Das prinzipielle Funktionsprinzip ist in *Abb.7* dargestellt.

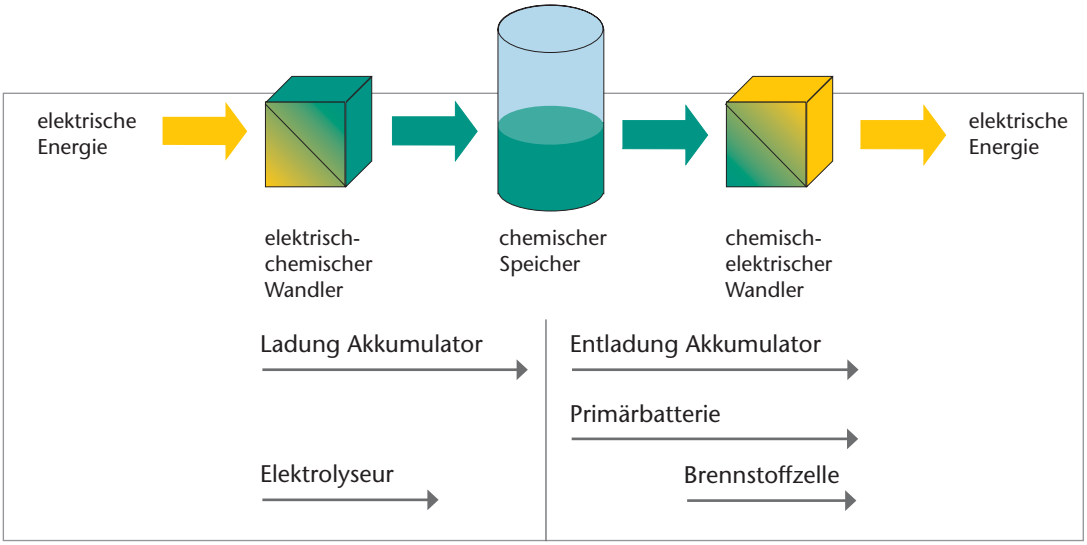


Abbildung 7
Prinzip elektrochemischer Speicher

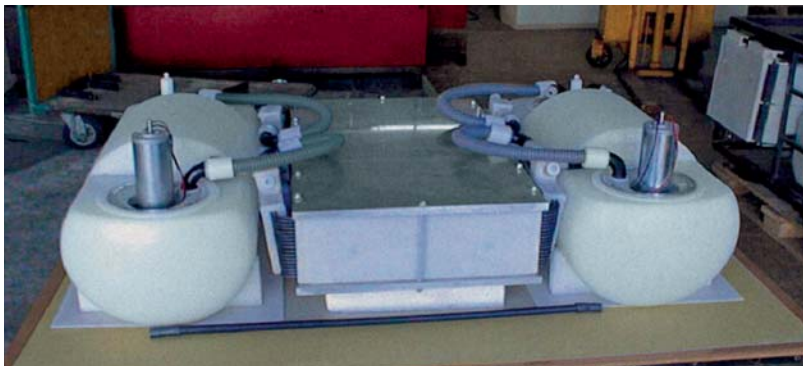


Abbildung 8
Vanadium Redox-Flow-Batterie

Systeme mit externem Speicher bestehen aus einem oder zwei elektrochemischen Wandlern, in denen die Reaktanden (gasförmig oder flüssig) elektrochemisch reagieren. Die Speicherung der Reaktanden und der Reaktionsprodukte erfolgt in Tanks. *Abb.8* zeigt ein entsprechendes System (Vanadium Redox-Flow Batterie).

Bei diesen Systemen kann der Energieinhalt durch die Größe der Tanks leicht angepasst werden. Sie sind daher besonders als Langzeitspeicher interessant. Systeme bis zu einer Größe von 100 MWh bei etwa 10-stündiger Entladung werden für diese Technologie prognostiziert.

Zu den Systemen mit internem Speicher gehören unter anderen Blei-, Nickel-Kadmium-, Nickelmetallhydrid- und Lithiumbatterien.
Bei photovoltaischen Systemen werden heute in der Regel Bleibatterien eingesetzt.

Innerhalb der letzten Jahre gab es große Fortschritte bei den Lithium-Batterien.
Diese sind heute die Voraussetzung für eine hohe Mobilität portabler Geräte. Zur Zeit werden diese Systeme für Hybridfahrzeuge weiterentwickelt, wo sie ab etwa 2008 in Serie gehen werden. Neue Lithiumsysteme, basierend auf neuen Elektrodenmaterialien, versprechen niedrigere Kosten und sehr lange Lebensdauern. Hierdurch werden diese Systeme auch zunehmend Einzug in den Bereich der photovoltaischen Inselsysteme haben.

Eine Variante von Lithiumbatterien sind Hochleistungstypen, die mit spezifischen Leistungen von mehreren 1000 W/kg entladen werden können. Dies entspricht in etwa einer Entladezeit von 2 bis 5 Minuten. Längere Entladezeiten sind mit diesen Systemen ebenfalls problemlos möglich. Hierdurch sind zukünftig auch Anwendungen wie etwa die Stützung von Windkraftanlagen denkbar.

Die Verwendung von Batteriespeichersystemen zur Stützung elektrischer Netze, auch im Verbund mit Photovoltaik- und Windkraftanlagen, wurde in den letzten Jahren intensiv in Japan und in den USA untersucht und vorangetrieben.

Zentrale Druckspeicherkraftwerke

Von allen erneuerbaren Energien hat sich insbesondere die Windenergie in Deutschland rasant entwickelt. Circa 18.000 Windenergieanlagen erzeugen heute in Deutschland den Strom für 7,6 Millionen Haushalte und vermeiden so etwa 25 Millionen Tonnen CO_2.
Bis 2030 soll die heutige Windstrommenge durch Offshore-Ausbau und Repowering – Ersatz alter Anlagen durch effizientere leistungsstärkere Anlagen – mindestens verfünffacht werden. Die Netzintegration großer Leistungen an Windstrom stellt jedoch die Netz- und Kraftwerkssysteme vor erhebliche Herausforderungen. Studien weisen darauf hin, dass die bestehende Netzinfrastruktur schon sehr bald an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen wird. So ermittelt die „dena-Netzstudie“ Engpässe beim Netzausgleich und Transportkapazitäten ab 2015 [4].

Der Betrieb von Speicherkraftwerken mit leistungsfähiger und kosteneffektiver Technik kann die Integrationsprobleme erheblich mildern: Spitzenlaststrom kann CO_2-neutral bereitgestellt werden. Auch kann durch Vergleichmäßigungseffekte eine bessere Ausnutzung der knappen Transportnetzkapazitäten erreicht werden. Im Prinzip sind Pumpwasserkraftwerke dazu besonders geeignet und werden entsprechend eingesetzt. Leider sind die vorhandenen Kapazitäten wegen geographischer Beschränkungen nicht weiter ausbaubar. Druckluftspeicherkraftwerke auf der Basis unterirdischer Kavernen haben diesen Nachteil nicht und werden daher als Alternative mit vergleichbaren Betriebseigenschaften gesehen.

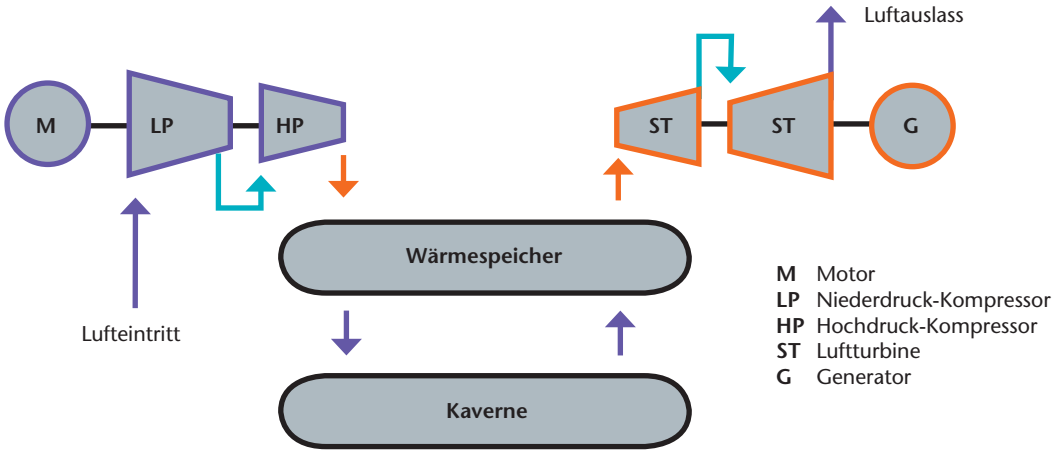


Abbildung 9
Prinzip eines adiabaten Druckspeicherkraftwerks

Für den Betrieb von Druckluftspeicherkraftwerken gibt es mittlerweile mehr als 25 Jahre Betriebserfahrung. Eine erste Anlage mit einer Leistung von 290 MW wurde 1978 in Deutschland bei Huntorf gebaut. Eine weitere 100 MW-Anlage entstand 1991 in McIntosh/Alabama. Beide Anlagen sind bis heute in Betrieb.
In Schwachlastzeiten speichern sie Strom aus Grundlastkraftwerken durch Kompression von Luft in unterirdische Kavernen. Bei Spitzenlastbedarf wird der Kavernenspeicher entladen, indem die komprimierte Luft zunächst erhitzt und dann in einer Gasturbine entspannt wird. Diese „konventionelle" Druckluftspeichertechnik benötigt für ihren Betrieb Erdgas, ist also eine „Hybridtechnik", die zudem konzeptinhärente Wirkungsgradbeschränkungen aufweist.

Als Weiterentwicklung zielt die adiabate[1] Druckluftspeichertechnik darauf, diese Nachteile zu überwinden und eine lokal emissionsfreie, reine Speichertechnik mit hohem Wirkungsgrad zur Verfügung zu stellen. Dieses Konzept verwendet einen zusätzlich Wärmespeicher. Damit wird es möglich, die für den Expansionsprozess benötigte Wärme aus der Kompressionswärme des Beladungsprozesses bereitzustellen und so den bisher benötigten Gasbrenner zu vermeiden: Bei der Speicherbeladung wird die Wärme der komprimierten Luft entzogen und gespeichert. Zur Entladung wird die kalte Druckluft mit der gespeicherten Wärme auf die Turbineneintrittstemperatur aufgeheizt *(Abb. 9)*. Erst die Einbeziehung großer Wärmespeicher erlaubt es also, solche Anlagen ohne externe Feuerung und mit hohen Stromspeicherwirkungsgraden von etwa 70 % zu realisieren.

Zur Aufnahme der Druckluft dienen wiederum unterirdische Kavernen.

Die Techniken für die einzelnen Systemkomponenten sind zwar im Prinzip vorhanden, an den konkreten Entwurf der Komponenten wie Kompressor, Turbine, Wärmespeicher sind jedoch hohe, zum Teil von Industriestandards stark abweichende Anforderungen gestellt. Ebenso anspruchsvoll ist die Optimierung der freien Parameter des Gesamtsystems nach Kosten- und Effektivitätsgesichtspunkten.

Für den thermischen Speicher, ein zentrales Element des Aufbaus, gibt es bei den benötigten Betriebsbedingungen kaum vergleichbare Vorbilder, was hier grundsätzliche Überlegungen zur Wahl der Speichertechnik nötig macht. Hohe Drücke und Temperaturen, große Wärmeleistungen und Temperaturspreizungen sowie die Fähigkeit, den Betriebsbedingungen von Kompressor und Turbine zu folgen, sind zusammen mit Kostenaspekten die bestimmenden Spezifikationen.

[1] thermodynamische Zustandsänderung bei konstanter Wärme

Im Rahmen der Projektentwicklung für ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk wurde jetzt ein Leitkonzept für einen solchen Wärmespeicher realisiert, der die geforderten Effizienz- und Kostenziele erreicht *(Abb.10)*. Damit konnte ein wichtiger Meilenstein zur Entwicklung eines 300 MW-Kraftwerks geleistet werden [5].

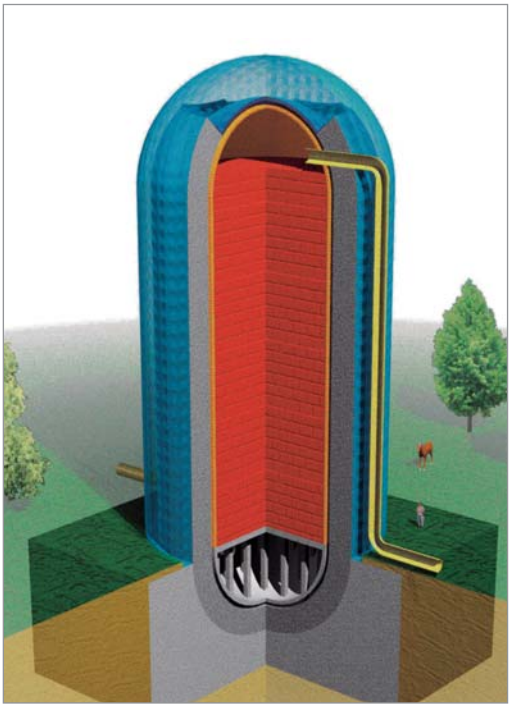


Abbildung 10
Schematische Darstellung des druckbeaufschlagten Wärmespeichers

Fazit

Energiespeicher sind ein zentrales Element zum effektiven Energiemanagement im Bereich Klimatisierung, Wärme- und Strombereitstellung. Sie sind für verstärkte Nutzung der Sonnen- und Windenergie unverzichtbar. Ein charakteristisches Merkmal der Speichertechnologie sind die für die jeweiligen Anwendungen hochspezifischen Anforderungsprofile, die ein Portfolio an Speichertypen, Materialien und Methoden erfordern. Die kommerziell verfügbaren Speichertechniken erfüllen nur eingeschränkt die für einen breiten Einsatz erforderliche Energieeffizienz, Lebensdauer und Wirtschaftlichkeit. Um diese Ziele zu erreichen sind verstärkte, kontinuierliche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich. Die Forschungsaktivitäten sollten ein breites Spektrum an Speichertechnologien, Materialien und Methoden umfassen und sollten sich für die jeweiligen Anwendungsgebiete auf spezifische Lösungen hinsichtlich Leistung, Kapazität und Systemintegration fokussieren.

Literatur

[1] EREC: Renewable energy target for Europe 20% by 2020, Januar 2004, www.erec-renewables.org

[2] Tamme, R., Heidemann, W., Speicherung von Wärme, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg., Heft 7, 446-450, 2005.

[3] Laing, D., Steinmann, W.-D., Fiß, M., Tamme, R., Solid media thermal storage development and analysis of modular storage operation concepts for parabolic trough power plants, Proc. 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, Sevilla, 2006.

[4] DENA (Ed.): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore. www.dena.de

[5] Zunft, S., Tamme, R., Nowi, A., Jakiel, C., Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg., Heft 7, 451-455, 2005.

Versorgungsstrukturen im Wandel

- Netzintegration der erneuerbaren Energien – Steuerung der Energieflüsse
- Große Solarthermieanlagen: Optimierung der solaren Deckungsrate durch Einbindung in Nahwärmenetze und Wärmespeicher
- Dezentrale Versorgungssicherheit für den Wohnbereich: Wirtschaftlichkeit durch KWK und ökologische Kriterien
- Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb – Versorgungssicherheit im Wohnbereich
- Rationelle Energieverwendung und Solares Bauen

Netzintegration der erneuerbaren Energien – Steuerung der Energieflüsse

Prof. Dr.
Peter Zacharias
ISET
pzacharias@
iset.uni-kassel.de

Dr. Christof Wittwer
Fraunhofer ISE
christof.wittwer@
ise.fraunhofer.de

Dr. Franz Trieb
DLR
franz.trieb@dlr.de

Prof. Dr. Uwe Leprich
IZES
leprich@izes.de

Einleitung

Der Forschungs- und Entwicklungsstand sowie günstige energiepolitische Randbedingungen ermöglichen der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland ein rasantes Wachstum. Zur Bruttostromerzeugung trägt die Windenergie mittlerweile 4,4%, die Wasserkraft 2,1%, die Biomasse 3,5% (davon 50% biogener Abfall) und die Photovoltaik 0,17% bei, insgesamt knapp über 10% [1]. Bezieht man sich auf den Nettobedarf der Verbraucher, liegen die Anteile etwa 16% höher. Damit sind erneuerbare Energien nicht mehr als unbedeutende Kleinsteinspeiser anzusehen und müssen in die strategische Planung der Stromversorgung einbezogen werden.
Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und zur Regelung des Verbundnetzes sind Maßnahmen nötig und möglich, die perspektivisch eine weitgehende Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen in Aussicht stellen.

1. Status und Wandel der Stromversorgungsnetze durch erneuerbare Energien

Das gut ausgebaute europäische Stromnetz orientiert sich in seiner heutigen Grundstruktur an zentralen, großen Kraftwerken, die über das Verbundnetz miteinander verknüpft sind und den Strom in fast alle Regionen Europas liefern. Um das Netz nicht zu überlasten und keine Ressourcen zu verschwenden, betreiben die Energieerzeuger eine detaillierte und mittlerweile sehr präzise Planung des Strombedarfs des jeweils kommenden Tages, um nur soviel Energie zur Verfügung zu stellen, wie benötigt wird. Pumpspeicher-Wasserkraftwerke dienen als kurzfristig verfügbare Störungsreserve oder als Spitzenlastlieferanten. Die wirtschaftliche Attraktivität der „Veredelung von überschüssigen Nachtstrom“ zu teurer Regelenergie ist im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte noch gestiegen.

Problemstellung

Aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen (EVU) arbeiten dezentrale Mikrokraftwerke, wie Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke und Photovoltaikanlagen, „gegen“ die konventionellen Kraftwerke. Sie werden als negative Last angesehen, als eine Stromeinspeisung, die das bestehende ausgeklügelte System der Bereitstellung von Energie stören könnte. Insbesondere weil nicht planbar sei, wann die Sonne scheint oder der Wind weht. Hohe Anteile an fluktuierender Einspeiseleistung erforderten von den Betreibern des Netzes die Bereitstellung teurer Regelleistung.

1.1 Möglichkeiten einer optimalen Netzintegration

Prognosesysteme

Um die wachsende Einspeisung aus nachhaltigen Energiequellen besser kalkulieren zu können und die Produktion von Strom aus anderen Quellen entsprechend zu mindern, benötigen die Energieerzeuger Prognosesysteme [2] zur Vorhersage der Menge des künftig eingespeisten Stromes aus Wasser-, Wind- oder Sonnenkraft.

Kommunikationssysteme

Erzeuger und Abnehmer von Energien werden in ihren Rollen als Kunden und Produzenten zukünftig zunehmend austauschbar. Denn immer mehr Kleinstkraftwerke, auch in Privathaushalten, speisen Energie ins Netz ein. Deshalb ist es erforderlich, alle Beteiligten mit einem Kommunikationssystem [3, 4] zu verknüpfen, damit Anbieter und Nachfrager ihr Geschäft in Eigenregie und zu einem individuellen Preis aushandeln können. Wenn der Kühlschrank

zum Beispiel noch besser isoliert wird, kann er noch längere Zeiten gut gekühlt zwischen dem Anlaufen des Kompressors überbrücken. Über ein Informationsnetz – wie das Internet – kann der Kühlschrank den aktuellen Strompreis abfragen und mit seiner Kältereserve abgleichen, um im richtigen Moment zu einem attraktiven Preis (wenn viel Strom angeboten, aber wenig nachgefragt wird) Energie einzukaufen, in Kälte zu verwandeln und zu speichern.

Stromhandel

Ebenso ist es denkbar, dass Stromanbieter wenn der Strombedarf steigt, nicht ein Spitzenlastkraftwerk wie eine Gasturbine oder ein Pumpspeicherkraftwerk anfahren, sondern beispielsweise aus Blockheizkraftwerken in Wohnhäusern Strom kaufen. Diese stellen im Winter Strom als Abfallprodukt der Heizung bereit, können aber zu Spitzenlastzeiten auch dann in Betrieb genommen werden, wenn kein Wärmebedarf besteht.

Ausbau der Netzstrukturen

Bereits heute übersteigt der Strom aus Windenergieanlagen in einigen Regionen die Netzlast zu Schwachlastzeiten. Um noch größere Leistungen dezentraler Erzeuger über das Verbundnetz in die Verbrauchszentren transportieren zu können, muss die Netzstruktur daher weiter ausgebaut werden. In der Dena-Studie [6] wurden Strategien für die verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger und ihre Auswirkungen auf das Verbundsystem bis zum Jahr 2015 entwickelt. Schwerpunkt der Studie ist die Integration der im Jahr 2015 zu erwartenden Windkraftleistung im On- und Offshore-Bereich von ca. 37.000 MW in das elektrische Verbundsystem, da diese mittelfristig das größte Potenzial hat, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Das Ergebniss der Studie ist, dass rund 400 km des vorhandenen 380 kV-Verbundnetzes (mit insgesamt ca. 18.000 km) zu verstärken und rund 850 km neu zu bauen sind. Die Versorgungssicherheit kann bei Realisierung von bestimmten Maßnahmen auf heutigem Niveau gewährleistet werden. Die Mehrkosten für den Ausbau der Windenergie würden für private Haushalte im Jahr 2015 etwa 0,4 bis 0,5 Cent je kWh betragen.

Abbildung 1
Erneuerbare Energien erfordern ein gut ausgebautes Übertragungsnetz und moderne elektronische Kommunikationsinfrastrukturen in den Verteilnetzen der Verbraucher und Erzeuger.

Leistungselektronik als Schlüsselelektronik

Als neue Schlüsseltechnologie ist die Leistungselektronik in nahezu alle Bereiche der Versorgung und Nutzung elektrischer Energie vorgedrungen. In anwendungsspezifischen Schaltungstopologien steuerbarer Halbleiterschalter werden durch verschiedenste Modulations- und Demodulations-Techniken elektrische Spannungen und/oder Ströme aus den zur Verfügung stehenden Eingangs- in die gewünschten Ausgangsgrößen umgewandelt. Der Einsatz der Leistungselektronik erstreckt sich von der Energieerzeugung über die Verteilung bis hin zur bedarfsgerechten Umformung und Bereitstellung der Energie beim Endverbraucher. Leistungselektronische Stellglieder zur Anbindung dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher an das Netz, zur Verbesserung der Netzstabilität (FACTS - flexible alternating current transmission systems) und zur Netzkupplung (HGÜ – Hochspannungs-Gleichstromübertragung) erhöhen die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität. [7]

Grundlegende und übergreifende Aspekte zu den Themen dezentrales Power-Quality- und Netzmanagement, Kommunikationsstrukturen und -techniken, Energiemanagement und Betriebsführungsstrategien sowie Informationsmanagement werden derzeit im BMBF-Netzwerk Energie und Kommunikation [5] bearbeitet.

2. Internationaler Stromaustausch

Im Rahmen einer aktuellen Studie [8] des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt wurde untersucht, inwieweit Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika einen Beitrag zur nachhaltigen Stromversorgung Europas leisten können *(Abb. 2)*. Langfristszenarien für die einzelnen europäischen Länder zeigen, wie der europäische Strombedarf bis 2050 zu 80 % durch heimische erneuerbare Energiequellen im Verbund mit solarem Importstrom umweltfreundlich und zu dauerhaft niedrigen Kosten zwischen 5 - 7 ct/kWh gedeckt werden kann. Erneuerbare Energiequellen benötigen im Durchschnitt eine noch etwa 10-15 jährige Einführungsphase mit öffentlicher Unterstützung unter geeigneten politischen und legalen Rahmenbedingungen, um zur kostengünstigsten Energiequelle für die Stromerzeugung heranzureifen und den derzeitigen Anstieg der Energiekosten nachhaltig zu stoppen. Gleichzeitig kann die Importabhängigkeit der europäischen Stromerzeugung reduziert und deren Kohlendioxidausstoß bis 2050 auf 25 % der Emissionen des Jahres 2000 gesenkt werden. Den in der Studie entwickelten Szenarien wurden rigorose Nachhaltigkeitskriterien zugrunde gelegt – sichere Deckung der elektrischen Last, Umweltverträglichkeit, umfassende ökonomische Verträglichkeit – die von einem ausgewogenen erneuerbaren Energiemix mit Unterstützung fossiler Regelenergie hervorragend erfüllt werden können.

Der Import von Solarstrom erfordert eine Infrastruktur zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ), die die große Entfernung von etwa 3000 km zwischen Nordafrika und Mitteleuropa mit nur 10 % Stromverlust überbrücken kann. Solarthermische Kraftwerke mit großen Spiegelfeldern und thermischen Energiespeichern für den Nachtbetrieb können auf diese Weise langfristig regelbare, gesicherte elektrische Leistung aus Sonnenenergie auch für Mittel- und Nordeuropa zu Kosten von nur etwa 5 ct/kWh liefern. Unter der Voraussetzung des politischen Willens und der baldigen Einleitung von Maßnahmen zur Umsetzung des Konzepts könnte der Solarstromimport aus Nordafrika etwa im Jahr 2020 beginnen und bis 2050 Anteile von etwa 15 % am europäischen Stromverbrauch erreichen. Langfristig muss das europäische Stromnetz durch eine HGÜ-Infrastruktur ausgebaut werden, die analog zum Autobahnnetz für effiziente Fernverbindungen mit nur wenigen Abzweigungen zum regionalen und lokalen Verteilernetz sorgt. Ein solches Verbundnetz erhöht die Redundanz und Ausfallsicherheit des Netzverbundes, verbessert die Einbindung und Verteilung von Strom aus großen erneuerbaren Produktionszentren wie z. B. Offshore-Windparks und Wasserkraftwerken, und erhöht die zeitlichen Ausgleichseffekte zwischen den verschiedenen erneuerbaren Quellen.

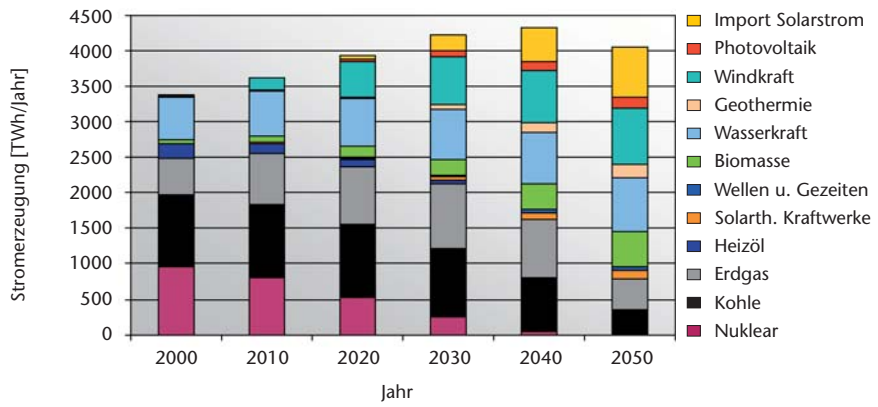


Abbildung 2
Szenario der Stromerzeugung für 30 europäische Länder bis 2050, www.dlr.de/tt/trans-csp

3. Rolle der Stromverteilnetzbetreiber

Während technische Möglichkeiten der Ausgestaltung dezentraler Stromsysteme[1] unter besonderer Berücksichtigung erneuerbarer Energien bereits weitgehend entwickelt wurden (wie z. B. Dispower, Edison, KonWerl), klafft nach wie vor eine erhebliche Lücke bei der Umsetzung. Ohne eine akteursbezogene Umsetzungsforschung, schweben Konzepte wie „virtuelle Kraftwerke", „Microgrids" oder „dezentrale Energiemanagementsysteme" im luftleeren Raum. Man muss also die Frage stellen, mit welchen Instrumenten, Methoden und Rahmenbedingungen man weiter kommt. Die Umsetzungsforschung umfasst ein breites Aufgabenspektrum, das auch Handlungsmöglichkeiten einbezieht.

Erneuerbare Energien stärker integrieren

Fest steht zunächst: Mit zunehmendem Anteil kann die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien nicht mehr in einer Nische betrieben werden. Vielmehr müssen die Anlagen zu einem natürlichen Bestandteil des Stromsystems und daher in die Netze und Märkte integriert werden. Das bedeutet auch, dass sie nicht mehr nur Energie, sondern auch Kapazität ersetzen, zunehmend steuerbar werden und möglicherweise auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen müssen. Die Integration vieler dezentraler angebots- und nachfrageseitiger Optionen in einem Netzgebiet lässt sich konzeptionell in einem „virtuellen Netzlastkraftwerk" zur Steigerung dezentraler Effizienz zusammenfassen:

- Dezentrale Effizienz ist dabei definiert als Verminderung der in einem abgeschlossenen System zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe.

[1] Wir konzentrieren uns in diesem Abschnitt auf dezentrale erneuerbare Stromerzeugungsoptionen, d. h. wir blenden die besondere Problematik zentraler Optionen wie insbesondere Wind-Offshore-Anlage aus.

Paradigmenwechsel notwendig

Eine derart ausgestaltete Systemintegration erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den Anlagenbetreibern als auch bei den Netzbetreibern. [9] Auf der Betreiberseite kommt man bei zunehmender Verbreitung der Anlagen nicht umhin, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Anlagenperspektive unter einem „Priority-dispatch"-Regime abzulösen und die Erzeugung stärker an den Erfordernissen des Gesamtsystems zu orientieren. Auf Seite der Netzbetreiber bedeutet dieser Paradigmenwechsel, dass die an das Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen nicht mehr als passives, nicht steuerbares Anhängsel gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze einbezogen werden [10].
Wir gehen davon aus, dass insbesondere Stromverteilnetzbetreibern bei der Realisierung eines stärker dezentralisierten Stromsystems eine Schlüsselrolle zukommt („aktive Netzbetreiber"). [9,10] Allerdings existieren für sie derzeit vielfältige Negativanreize, die sie von der systematischen Berücksichtigung und Integration dezentraler Optionen abhalten können:

- Jede dezentrale Erzeugungsanlage, die zur Eigenversorgung oder zur Versorgung Dritter dient, bedeutet in der Regel eine Erlös- und Gewinneinbuße für ihn.
- Durch den Fördermechanismus des EEG entstehen zusätzliche Transaktionskosten. Die Kosten der Einspeisevergütung selbst werden zwar umgelegt. Die Organisation des Umlagemechanismus und die Vergütung der Kraftwerksbetreiber verursachen jedoch einen zusätzlichen Aufwand, der den Netzbetreibern bislang nicht ersetzt wird.
- Je höher die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, desto aufwändiger wird der Betrieb und der Unterhalt des Netzes, zum Beispiel wenn das Netz und die daran angeschlossenen Anlagen zu Wartungszwecken außer Betrieb genommen werden müssen.

Wenn man der Ansicht ist, dass eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems – verbunden mit einem ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energieanlagen – auch gegen die Interessen der Netzbetreiber politisch durchgesetzt werden kann und sollte, bedarf es keinerlei Anstrengungen zur Überwindung von Interessen unterschieden.

Ist man jedoch der Ansicht, dass diese Herangehensweise auf Dauer zu kurz greift, kommt man nicht umhin, sich vor allem mit der Anreizstruktur der Stromnetzbetreiber im Detail zu beschäftigen und zu versuchen, bestehende Negativanreize gegenüber der stärkeren Verbreitung erneuerbarer Energieanlagen zumindest zu neutralisieren und darüber hinaus zusätzliche positive Anreize zu vermitteln.
Will man also die Stromnetzbetreiber – und hier vor allem die Verteilnetzbetreiber – als mögliche dezentrale Systemoptimierer und „Umbauakteure" hin zu einem stärker dezentralisierten Stromsystem aktivieren, erfordert dies zwingend entsprechende Weichenstellungen im Regulierungskonzept.

4. Regulierung der Netznutzungsentgelte

In Deutschland befindet sich der Aufbau der Netzregulierung derzeit noch im Anfangsstadium und bietet daher gute Chancen, die notwendigen Gestaltungsfenster für eine neue, aktive Rolle der Netzbetreiber zu öffnen und sie insbesondere betriebswirtschaftlich abzusichern.

Beim künftigen Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte müssten dafür eine Reihe detaillierter Regelungen verankert werden. Dazu gehören folgende Elemente:

- Bei der Prognose der Betriebskosten ist abzusichern, dass die absehbaren Kosten, die durch die Realisierung dezentraler Anlagen im Netzgebiet künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Eventuell können hier Kennziffern entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Anlage und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen.
- Qualitätskennziffern, die etwas über die dezentrale Effizienz im Netzgebiet aussagen, werden beim Effizienzvergleich dergestalt berücksichtigt, dass eine gute Qualität eine Abweichung der Netzentgelte nach oben rechtfertigt.
- Zur Neutralisierung des Mengenanreizes und damit des Anreizes zur Unterbindung der Eigenerzeugung bedarf es einer periodenübergreifenden Mengensaldierung, bei der der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird.
- Belohnungen und Sanktionen für die Erfüllung bzw. Nichterfüllung von Qualitätszielen im Hinblick auf die Realisierung dezentraler Anlagen sollten unmittelbar in einen Faktor der festzulegenden Anpassungsformel einfließen.

Um die Sensibilität in Deutschland bei allen beteiligten Akteuren – insbesondere jedoch bei der Bundesnetzagentur – für das Thema „aktive Netzbetreiber" zu erhöhen, sollte in einem ersten Schritt einen Praxistest für einen modellhaften regulatorischen Umgang damit bei einem ausgewählten Netzbetreiber durchgeführt werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Mit der großmaßstäblichen Nutzung der erneuerbaren Energien verändern sich sowohl die Verfahren zur Energieerzeugung, die Versorgungsstrukturen, als auch die Aufgaben von Energieversorgungsunternehmen, die Wirtschafts- und Finanzverhältnisse von Energieproduzenten und -konsumenten, die Struktur und Anzahl der Akteure im Energiebereich und die Nutzungstechnologien in einem evolutionären Prozess.

Dabei werden neue Versorgungsstrukturen entstehen, die überwiegend durch dezentrale, d.h. verbrauchernahe Erzeugung, geprägt sind. Besonders relevant sind dabei: Die Nutzung ausgeprägter lokaler Ressourcen (z.B. Wind, Sonne, Biomasse etc.), Leistungssicherung auf unterschiedlichen Netzebenen durch Ergänzung verschiedener, unterschiedlich fluktuierender Erzeuger sowie interkontinentale Energieübertragung aus besonders ertragreichen Regionen (Ausbau des Verbundnetzes). Jede erneuerbare Energiequelle mit energiewirtschaftlich interessantem Ausbaupotenzial wird, quantitativ und regional verschieden, ihren Beitrag leisten müssen.

Literatur

[1] Bundesumweltministerium-Publikation: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Stand Mai 2006, www.erneuerbare–energien.de

[2] K. Rohrig, B. Lange, „Application of Wind Power Prediction Tools for Power System Operations“, proceedings of the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, June 2006

[3] Erge. T.; Wittwer,C. et al.: „Distributed Generation with high penetration of renewable energy resources. Report on improved power management in low voltage grids by the application of the PoMS system“, ENK5-CT-“001-00522, Deliverable 9.3 of European Research Project DISPOWER, Freiburg, Germany, 21.12.2005

[4] C. Bendel, G. Ebert, D. Nestle: Integration der Strom- und Wärmeerzeugung in den Wohnbereich – dezentrale Versorgungssicherheit, FVS-Jahrestagung 2006, Berlin, September 2006

[4] BMBF-Netzwerk: Energie und Kommunikation, www.euk.org

[6] Dena-Studie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin 2005, www.dena.de

[7] VDE: www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG/Arbeitsgebiete/Leistungselektronik/

[8] DLR-Studie: Szenario der Stromerzeugung für 30 europäische Länder bis 2050, www.dlr.de/tt/trans-csp

[9] P. Späth, D. Bauknecht, U. Leprich, H. Auer, H. Rohracher: Integration durch Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung (InteKoop), Endbericht, Graz/Freiburg/ Saarbrücken/Wien, Mai 2006

[10] U. Leprich, D. Bauknecht, E. Evers, H. Gaßner, K. Schrader: Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN), Saarbrücken/Freiburg/ Aachen/ Berlin, Oktober 2005

Große Solarthermieanlagen: Optimierung der solaren Deckungsrate durch Einbindung in Nahwärmenetze und Wärmespeicher

Michael Guigas
Steinbeis-Transferzentrum (STZ-EGS)
EGS-plan
Ingenieurgesellschaft
für Energie-,
Gebäude- und
Solartechnik mbH
michael.guigas@stz-egs.de

Das Interesse bei Kommunen und Wohnungsunternehmen an Wärmeversorgungen auf Basis von erneuerbaren Energien, wie Biomasse oder Solarenergie, ist aus ökologischen Gründen gewachsen. Allerdings erscheinen Vielen die vermeintlichen Risiken der neuen Technik und der mutmaßlich hohe Wartungsaufwand zu hoch zu sein. Hier haben ambitionierte Contractingunternehmen die Chance, sich mit Know-how, durch die Übernahme von Investitionsangeboten und als Betreiber von Anlagen einzubringen und sich gegenüber Mitbewerbern zu positionieren.

Ein Großteil der Wohnungsbautätigkeit im städtischen Bereich erfolgt durch Wohnungsbauträger. Ein- und Mehrfamilienhäuser werden meist in zusammenhängenden Baugebieten mit maximal 100 Wohneinheiten errichtet. Dies ermöglicht Wohnbauträgern in Zusammenarbeit mit Contractingunternehmen, innovative Wärmeversorgungen mit Nutzung von Biomasse und thermischer Solarenergie, eingebunden in eine Nahwärmeversorgung, als ein Standardsystem zu installieren.

Dabei liegt in einer integralen Planung von Anfang an ein beachtliches Optimierungspotenzial, insbesondere in der technischen Abstimmung von Nahwärmeversorgung, Haustechnik und bauphysikalischen Anforderungen (zum Beispiel Wärmedämmung und Verglasung). Dies wird dadurch erreicht, dass die Planung dieser Gewerke aus einer Hand erfolgt. Für die Endkunden im stadtnahen, höherwertigen Wohnungsbau ist es wichtig, dass der Einsatz von erneuerbaren Energien nicht zu einer Verteuerung der Wärmeversorgung oder zu Komforteinbußen im Vergleich zur Beheizung mit fossilen Brennstoffen führt.

Einer der großen Wohnungsbauträger in der Region Stuttgart, das Siedlungswerk, erstellt häufig kleinere Gebiete mit etwa 20 bis 50 Einfamilienhäusern (EFH), meist Reihenhäusern, und einigen Mehrfamilienhäusern (MFH) mit je sechs bis zwölf Wohneinheiten (WE). Solche Gebiete werden normalerweise in einem oder wenigen Bauabschnitten innerhalb von ein bis drei Jahren bebaut, so dass der Aufbau einer Nahwärmeversorgung mit vertretbaren Vorleistungen möglich ist. In bisher etwa 12 Nahwärmeversorgungen mit jeweils etwa 200 bis 500 kW Wärmeleistungsbedarf wurde ein standardisiertes Technik-Konzept bereits umgesetzt bzw. befindet sich derzeit in Bau oder Planung. Die wesentlichen Bestandteile dieses Konzeptes sind:

- Die gemeinsame Heizzentrale befindet sich meistens im Untergeschoss eines Mehrfamilienhauses.
- Wärmeerzeugung durch thermische Solaranlagen, Holzpelletskessel und zum Teil zusätzliche Gaskessel für Spitzenlasten.
- Überwiegend gleicher Hersteller von Holzpelletskesseln und Übergabestationen
- Einfache Kompakt-Übergabestationen: Im EFH direkt (ohne Heizungswärmetauscher) mit Warmwasserbereitung im Durchfluss, im MFH indirekt (mit Heizungswärmetauscher) mit Warmwasserbereitung im Speicherladesystem.
- Einfache Wärmeverteilung, keine Vorinvestitionen durch Rohrnetzverlegung bei der Erschließung im öffentlichen Bereich (Straßen). Falls erforderlich werden in der Erschließung Leerrohre verlegt, ansonsten abschnittsweise Rohrnetzverlegung durch die Keller der Reihenhauszeilen bzw. im Erdreich zwischen den Gebäuden / Gebäudegruppen.
- Grunddienstbarkeiten für Versorger sind beim Gebäudeverkauf bereits geklärt und werden vom Hauskäufer akzeptiert.

Durch die Nutzung von Biomasse wird eine nahezu CO_2-neutrale Wärmeversorgung erreicht. Die Preise für Biomasse sind relativ stabil. Die in den letzten Jahren stark gestiegenen fossilen Brennstoffpreise führen oft dazu, dass eine Wärmeversorgung auf Basis von Biomasse insgesamt oft preisgleich, bei optimalen Voraussetzungen sogar günstiger angeboten werden kann, als für eine konventionelle Versorgung. Die Kombination von Biomassekessel und Solaranlage weist durch gemeinsam genutzte Anlagenteile Synergien auf und hat ein sehr positives Image. Dies führt dazu, dass die Bewohner sich mit der Technik identifizieren. Hinzu kommt noch, dass Solaranlagen weithin sichtbar sind, wodurch eine optische Signalwirkung erreicht wird.

Ein vorhandener Wärmebedarf im Sommer und niedrige Systemtemperaturen sind die Voraussetzungen für die Einbindung von thermischen Solaranlagen in Nahwärmeversorgungen. Die Gebäudeheizungen sollten auf maximal 60 °C im Vorlauf und 30 °C im Rücklauf ausgelegt sein. Fußbodenheizungen mit niedrigen Temperaturen sind günstig für Solaranlagen. Die Kollektorflächen sollten auf größeren zusammenhängenden Dachflächen (z. B. Mehrfamilienhaus) mit mindestens 20° besser 30° bis 45° Neigung in der Nähe der Heizzentrale installiert werden.

In vielen Projekten hat sich gezeigt, dass eine erfolgreiche Umsetzung nur dann gelingt, wenn die drei Akteure Bauträger, Planungsbüro und Wärmeversorger möglichst frühzeitig zusammenarbeiten, so dass die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte zu einer optimierten Gesamtlösung zusammengefügt werden. Aus diesem Grund erfolgt die Errichtung der CO_2-neutralen Nahwärmeversorgungen zum Beispiel durch folgendes „eingespielte Team“ von Partnern:

Siedlungswerk (Bauträger):
Bau und Vermarktung der Gebäude, Erfahrung in der Umsetzung von innovativen Konzepten (solare Nahwärme, Passivhäuser)
ImmoTherm GmbH (Contractor):
Finanzierung, Bau u. Betrieb der Nahwärmeversorgung
EGS-plan GmbH (Planungsbüro):
Konzeption und Planung, umfangreiche Erfahrungen mit Nahwärmeversorgungen, erneuerbaren Energien, „Planung aus einer Hand“ von der Heizzentrale über das Wärmenetz, die Übergabestation bis zur Haustechnik und Bauphysik.

Für die Projekte kann von folgenden Randbedingungen ausgegangen werden:

- 40 bis 60 % Mehrinvestitionen gegenüber konventioneller Versorgung mit Gas (die vom Contractor vorfinanziert werden).
- Jahresgesamtkosten der Wärmeversorgung (Kapitalkosten und Betriebskosten) liegen max. 10 % über der konventionellen Versorgung mit Gas.
- Der Betreiber erhebt einen Baukostenzuschuss vom Bauherren in der Höhe der Kosten für eine konventionelle Versorgung mit Gas, der verbleibende Rest wird über einen vereinbarten Wärme-Grundpreis finanziert.
- Gegenüber Gas ist eine CO_2-Reduzierung um 60 bis 90 % erreichbar. Dies ist ein positives Argument und ein nicht zu unterschätzender Wettbewerbsvorteil des Wohnungsbauträgers.
- Erhöhte Energiestandards, wie zum Beispiel EnEV-15 %[1] (Anforderung der Stadt Stuttgart) oder KfW-60-Haus[2] sind leichter zu erreichen.

[1] Die Energieeinsparverordnung (EnEV) vom 1. Februar 2002 definiert Mindeststandards für neue und bestehende Wohngebäude sowie Nicht-Wohngebäude hinsichtlich der Dämm-Eigenschaften und der Qualität der Anlagentechnik.
[2] Bei einem KfW-60-Energiesparhaus darf der jährliche Bedarf an Primärenergien (Öl, Kohle, Gas) höchstens 60 kWh pro m^2 betragen und der spezifische Transmissionswärmeverlust muss gleichzeitig um 30 % niedriger liegen als der in der Energieeinsparverordnung (EnEV) angegebene Höchstwert.

Tabelle 1
Realisierte Beispiele

Projekt	Baugebiet	Kessel	Solaranlage	Inbetrieb-nahme
Kastenäcker in Esslingen	30 EFH, 1 MFH mit 6 WE 2 Bauabschnitte	Holzpelletskessel 220 kW	148 m² Kollektoren 10 m³ Pufferspeicher	Juli 2005
Hülben in Holzgerlingen	47 EFH 3 MFH mit 33 WE, 1 Kindergarten mit 3 WE	Holzpelletskessel 540 kW	250 m² Kollektoren 15 m³ Pufferspeicher	Juni 2005
Burgweg West in Köngen	33 EFH 1 MFH mit 7 WE	Holzpelletskessel 300 kW	139 m² Kollektoren 10 m³ Pufferspeicher	1. Bauabschnitt Februar 2005
Baumsatz III in Pliezhausen „Pilotprojekt“	28 EFH 1 MFH mit 7 WE	Holzpelletskessel 300 kW	145 m² Kollektoren 9 m³ Puffer	2001

Abbildung 1
Projekt Kastenäcker in Esslingen

Abbildung 2a und 2b
Projekt „Am alten Schlachthof“ in Speyer: Kollektordächer und Pufferspeicher-aufstellung (2b)

Solaranlagen mit Mehrtagesspeicher

Höhere Deckungsraten von von mehr als 20 % am Gesamtwärmebedarf von Wohnsiedlungen können nur durch eine vergrößerte Dimensionierung der Solaranlagen zur teilweisen Deckung des Heizwärmebedarfes erreicht werden.

Solaranlagen mit Mehrtagesspeicher sind im Vergleich zu Anlagen mit Saisonalspeicher eine kostengünstige Alternative. Diese Anlagen decken maximal 30 % vom Gesamtwärmebedarf der Wohnsiedlungen. Das benötigte Speichervolumen kann aus Standard-Stahlspeichern aufgebaut werden. Die Anlagen sind in der Regel für den Sommerbetrieb (kein Heizwärmebedarf) überdimensioniert, sodass die Anlagen im

Sommer überhitzen. Dies muss beim Betrieb der Anlagen berücksichtigt werden.
In Speyer wurde 2005 eine Solaranlage mit ca. 550 m^2 Kollektorfläche und 100 m^3 Mehrtagespeicher in Betrieb genommen. Die Anlage versorgt zusammen mit einem Gas-Brennwertkessel mit der Leistung von 600 kW das Baugebiet „Am alten Schlachthof“ mit 57 Einfamilienhäusern. Die solare Deckungsrate liegt bei ca. 25 %.

Zusammenfassung

Gerade beim Einsatz von thermischer Solarenergie und Biomasse liegen große Chancen in Contracting-Lösungen, da hier die „Anfangshürden“ – hohe Investitionen und erhöhter Wartungsaufwand – leicht von Unternehmen mit entsprechendem Know-how übersprungen werden können. Der Contractor kann Mehrinvestitionen vorfinanzieren und den etwas höheren Aufwand für Wartung und Betrieb übernehmen, der Nutzer erhält das Endprodukt Wärme.

Ein zwischen Bauträger, Planer und Contractor abgestimmtes Gesamtkonzept wird von den Endkunden akzeptiert. Ein weiteres Argument beim Contracting auf Basis von Solarenergienutzung und Biomasse sind die langfristig steigenden fossilen Brennstoffkosten und der demgegenüber vergleichsweise stabile Biomassepreis. Solaranlagen mit Mehrtagesspeicher sind eine kostengünstige Alternative für Anlagen mit höheren solaren Deckungsraten.

Dezentrale Versorgungssicherheit für den Wohnbereich: Wirtschaftlichkeit durch KWK und ökologische Kriterien

Dr. Günther Ebert
Fraunhofer ISE
guenther.ebert@ise.fraunhofer.de

Neben dem weiter zu forcierenden Einsatz von Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und Energiespartechniken gehört zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft auch der effiziente Umgang mit fossilen Energieträgern.

So liefert die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Form von Blockheizkraftwerken seit vielen Jahrzehnten einen wesentlichen Beitrag zur Einsparung von Primärenergie und zur Reduzierung der CO_2-Emissionen. Denn durch die gleichzeitige Nutzung der erzeugten Elektrizität und der Wärme ist der Primärenergie-Nutzungsgrad sehr hoch. Die meisten Blockheizkraftwerke, deren Leistung meist oberhalb von 100 kW beginnt und bis weit in den MW-Bereich reicht, arbeiten durch die bestehende KWK-Gesetzgebung wirtschaftlich. Dagegen wird in Großkraftwerken häufig ausschließlich die erzeugte elektrische Energie genutzt und die Abwärme wird an die Umwelt abgegeben. Eine schematische Darstellung dieser Unterschiede zeigt *Abb.1*.

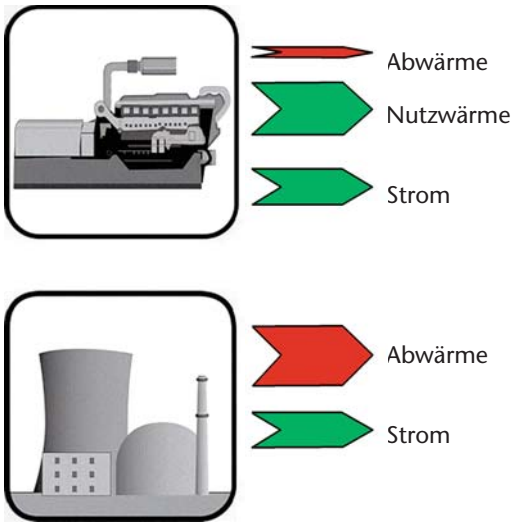


Abbildung 1
Primärenergienutzung im Vergleich: Blockheizkraftwerk versus Großkraftwerk

Es ist davon auszugehen, dass die Verbreitung solcher Anlagen noch zunehmen wird, aber eine flächendeckende Versorgung aller Haushalte ist nicht zu erwarten, da bei der Verteilung der Wärme über größere Distanzen hohe Kosten und hohe Verluste entstehen, sodass die Anlagen dann unwirtschaftlich werden. Andererseits liegt in der Versorgung eines Wohnbereichs, also von Ein- und Mehrfamilienhäusern, ein riesiges, heute noch weitgehend ungenutztes Potenzial zur Einsparung von Primärenergie und zur Reduzierung von CO_2-Emissionen.

Deshalb wird über Alternativen nachgedacht. In Deutschland gibt es heute einen Bestand von über 15 Millionen. meist privaten Heizanlagen. Würden diese Heizanlagen mit kleinen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die neben Wärme auch elektrischen Strom erzeugen („Stromerzeugende Heizung“) ausgestattet, könnte bei optimierten Geräteeigenschaften elektrische Energie in der Größenordnung von 40 TWh pro Jahr mit einer Effizienz von etwa 95% bezogen auf die eingesetzte Primärenergie erzeugt werden. Geht man von einem Wirkungsgrad der Stromerzeugung in einem Großkraftwerk von etwa ⅓ aus, entspräche dies einer Primärenergieeinsparung von 80 TWh. Das Potenzial zur Reduzierung von CO_2 läge entsprechend bei etwa 40 Mio t.

Kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit thermischen Leistungen unter 20 kW, sogenannte Mikro-KWKs, sind schon seit einigen Jahren auf dem Markt. Sie finden vornehmlich Einsatz in kleineren Gewerbebetrieben, Hotels, öffentlichen Gebäuden und auch in Ein- und kleineren Mehrfamilienhäusern. Die Geräte werden bei höherem Wärmebedarf meist bivalent zusammen mit einem Heizkessel und bei kleinerem Heizbedarf auch monovalent, also ohne weitere Zusatzheizquelle verwendet.

Die Technik basiert meist auf Verbrennungsmotoren, die mit Gas oder Diesel betrieben werden. Das derzeitige Verkaufsvolumen liegt bei etwa 3.000 Einheiten pro Jahr.

Die Geräte arbeiten in der Regel ökologisch vorteilhaft. Für eine zukünftige, zumindest teilweise flächendeckende Verbreitung ist es aber notwendig, dass diese Anlagen auch wirtschaftlich arbeiten. Der erheblich höhere Preis gegenüber einer konventionellen Heizanlage muss über eine überschaubare Anzahl von Jahren amortisierbar sein.

Die Amortisierung dieser Anlagen wird durch das KWK-Gesetz unterstützt. Der Anlagenbetreiber darf den erzeugten Strom in das öffentliche Netz einspeisen und erhält von dem örtlichen Versorgungsunternehmen einen Preis pro kWh, der sich vereinfacht nach dem Preis des Grundlaststroms an der Strombörse EEX[1] richtet. Dies sind etwa 3-6 ct pro kWh. Hinzu kommt die Einspeisevergütung von 5,5 ct /kWh nach dem KWK-Gesetz von 2002 für einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren. Der Verkauf des Stroms ist stromsteuerfrei. Nach Abzug der Betriebskosten (z. B. Gasbezug, der von der Mineralölsteuer befreit ist und Wartungskosten) bleibt dem Betreiber ein Betrag von einigen wenigen Cent pro kWh.

Weitaus vorteilhafter ist deshalb die Nutzung des erzeugten Stroms im eigenen Haus oder Betrieb. Hier ergeben sich finanzielle Vorteile, die etwa 3 bis 4-mal so hoch sind. Der Betrieb der Anlage sollte also immer möglichst so erfolgen, dass zunächst der eigene Strombedarf gedeckt wird. Dieser Zusammenhang ist beispielhaft in *Abb. 2* verdeutlicht.

[1] An der Leipziger Strombörse EEX (European Energy Exchange) zur Zeit 128 Teilnehmer aus 15 europäischen Ländern sowie den USA aktiv – mehrheitlich Banken, Händler oder Industrieunternehmen.

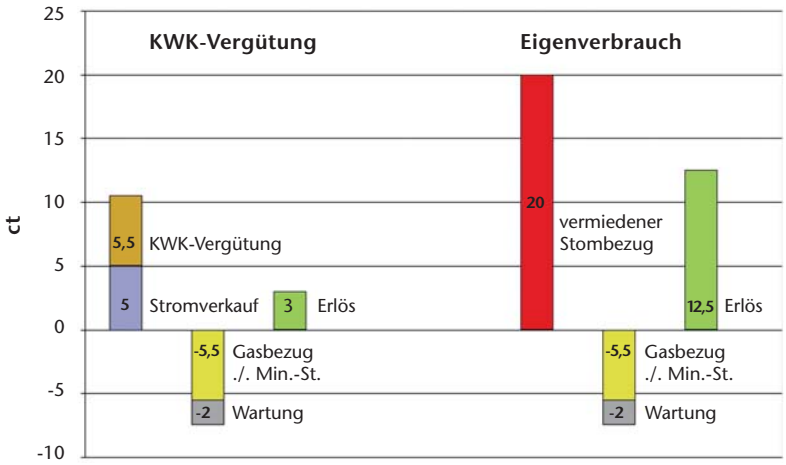


Abbildung 2
Vergleich der finanziellen Vorteile von Einspeisung und Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms in einer Mikro-KWK-Anlage. Angenommen ist ein Gesamtwirkungsgrad von 98 %.

Im folgenden sollen die Wirtschaftlichkeit zweier sehr unterschiedlicher Einsatzfälle von Mikro-KWK-Anlagen untersucht werden. In beiden Fällen wird ein bereits seit einigen Jahren auf dem Markt vertriebenes verbrennungsmotorisches Mikro-KWK zu Grunde gelegt, dessen Daten in *Tab. 1* aufgeführt sind.

Erster Einsatzfall:
Betrieb in einem Hotel als Zusatzinstallation zu einem vorhandenen Heizkessel. Da das Gerät mit einer Wärmeabgabe von 12,5 kW bezogen auf den Gesamtwärmebedarf des Objekts unterdimensioniert ist und unter anderem wegen eines Schwimmbads auch im Sommer ein gewisser Wärmebedarf vorhanden ist, kann das Gerät etwa 8.000 h im Jahr laufen. Weiterhin erlauben die vorliegenden Gegebenheiten etwa 90 % des selbst erzeugten Stroms im eigenen Haus zu verwenden. Der Rest von 10 % wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Berücksichtigt man noch die laufenden Wartungskosten von einigen Cent pro kWh ergeben sich jährliche Minderkosten gegenüber einer Versorgung ausschließlich mit konventionellem Heizkessel und Strombezug vom Stromversorger von etwa 4.700 €. Die Investitionskosten einer solchen Mikro-KWK-Anlage, die als Zusatzinstallation zu einer vorhandenen Heizanlage um 15.000 - 18.000 € liegen,

Thermische Leistung	Elektrische Leistung	Elektrischer Wirkungsgrad	Gesamtwirkungsgrad
5,5 kW	27 %	88 %	12,5 kW

Tabelle 1
Spezifikationen des für die Wirtschaftlichkeitsüberlegung zu Grunde gelegten Mikro-KWK-Geräts

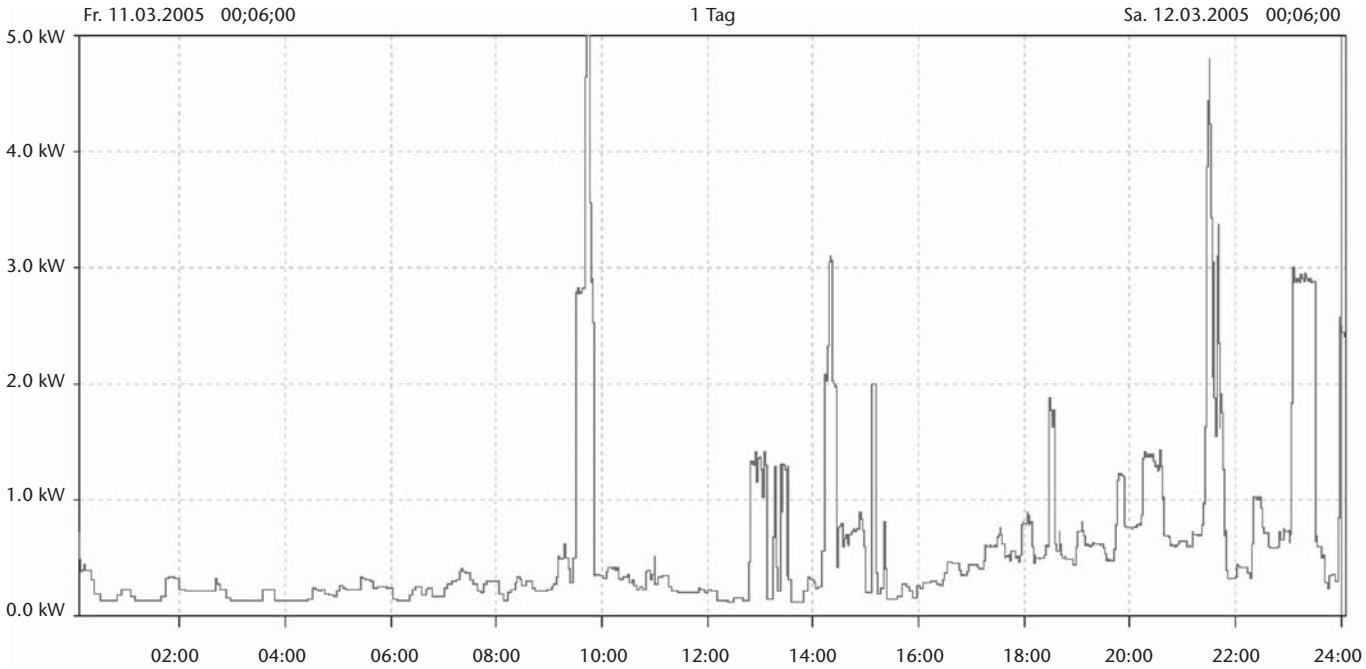


Abbildung 3
Stromlastprofil eines typischen Einfamilienhauses im Tagesverlauf

lassen sich somit in wenigen Jahren amortisieren. Der vermiedene Primärenergieverbrauch liegt bei 88.000 kWh und die vermiedenen CO_2-Emissionen bei etwa 44 t jährlich.

Zweiter Einsatzfall:
Für ein typisches Einfamilienhaus mit angenommenem Wärmebedarf von 20.000 kWh und Strombedarf von 4.000 kWh jährlich und monovalenter Betriebsweise (das Mikro-KWK ist die einzige Wärmequelle), bekommt man dagegen ein völlig anderes Ergebnis. Da das Gerät nicht regelbar ist, kommt man nur auf eine Laufzeit von etwa 1.600 h pro Jahr. Damit reduziert sich auch die Zeit in der elektrische Energie produziert werden kann erheblich. Ein weiterer Aspekt ist der unstetige Strombedarf im Einfamilienhaus, so dass sich Wärmebedarf und Strombedarf zeitlich nicht besonders gut decken. Letzteres ist aber eine Voraussetzung dafür, dass der produzierte Strom zu einem hohen Anteil selbst genutzt werden kann. Dies wird in *Abb.3* deutlich, die den Tagesverlauf einer typischen Stromlastkurve eines Einfamilienhauses zeigt. Man erkennt eine relativ niedrige Grundlast von einigen Hundert Watt (Kühlschrank, Gefriertruhe, Heizung, Standby-Geräte etc.) und Bereiche, in denen der Strombedarf deutlich ansteigt und über längere Zeit anhält (abendliche Beleuchtung, TV-Gerät). Überlagert sind dann Spitzen mit relativ kurzer Zeitdauer, die bis über 5 kW reichen (E-Herd, Toaster, Waschmaschine). Trotz des deutlich stetigeren Wärmebedarfs in der Heizperiode passen Strom-bedarf und -erzeugung nicht besonders gut zu-sammen. Durch das Ein-Aus-Prinzip des in diesem Fall eingesetzten Mikro-KWK wird dies noch verstärkt. Die mögliche Eigennutzung des selbst produzierten Stroms liegt deshalb nur noch bei etwa 15%. 85% werden in das Netz eingespeist. Ein weitere Aspekt: trotz der hohen elektrischen Leistung von 5,5 kW (dank des hohen elektrischen Wirkungsgrads) lassen sich nur etwa 33% des eigenen Strombedarfs abdecken, der Rest muss zugekauft werden. Die jährlichen Einsparungen gegenüber einer konventionellen Heizanlage liegen deshalb nur bei etwa 450 €. Selbst nach Abzug der Kosten einer Heizanlage, die ja in diesem Fall nicht erforderlich ist, bleibt eine Investition von 11-15.000 € übrig, die sich kaum amortisieren lässt.

Natürlich werden hier zwei extreme Fälle verglichen. Es gibt viele Anwendungsfälle, die einen wirtschaftlichen Betrieb solcher Anlagen bereits heute zulassen. Dies dürfte in 2-3-Familienhäusern, die einen höheren Wärmebedarf und einen stetigeren Strombedarf haben, häufig der Fall sein. Auch ältere Einfamilienhäuser, die evtl. mit

Thermische Leistung	Elektrische Leistung	Elektrischer Wirkungsgrad	Gesamt-wirkungsgrad	Verkaufspreis
1,5 - 15 kW	0,3 - 3,3 kW	18%	100% (Hu)	6.000 €

Tabelle 2
Spezifikationen eines fiktiven, für den Einsatz im Einfamilienhaus besser angepassten Mikro-KWK-Geräts

	V-Motor	Dampfexpansion	Stirling	Brennstoffzelle
Prozess	interne Verbrennung	Clausius-Rankine-Cycle externe Verbrennung	Stirling externe Verbrennung	elektrochemisch
Emissionen	hoch/mittel,laut, schwer	niedrig	niedrig	sehr niedrig
Elektrischer Wirkungs-grad	mittel	niedrig/mittel	niedrig/mittel	hoch
Modulier-barkeit	eingeschränkt sinnvoll	gutes Teillastverhalten	gutes Teillastverhalten	n.a.
Marktreife	ja	Feldtestphase	Feldtestphase	für diese Anwendung noch zu geringe Lebensdauer
Preis	hoch	hoch	hoch	sehr hoch
Geräte-Beispiele	Senertec Ecopower Honda...	OTAG	Solo Whispertech Microgen Sunshine	Vaillant Sulzer-Hexis...

Tabelle 3
Übersicht Mikro-KWK-Technologien

einem Schwimmbad ausgestattet sind, erlauben häufig einen wirtschaftlichen Betrieb. Allerdings lässt sich das vorhandene ökologische Potenzial so nur zum kleineren Teil erschließen. Hinzu kommt der immer geringer werdende Energiebedarf neuer Häuser. Wir möchten deshalb der Frage nachgehen, wie Mikro-KWKs konzipiert sein müssen und wie hoch deren Preis sein darf, um dieses Potenzial der Ein- und Zwei-Familienhäuser zu erschließen.

Modulierbare Mikro-KWK-Anlagen

Anforderungen

Will man möglichst viel des selbst produzierten Stroms auch selbst zu nutzen, muss eine hohe jährliche Laufzeit erreicht werden. Denn nur wenn die Anlage läuft, kann sie Strom erzeugen und damit Strombezug aus dem Netz vermeiden. Das lässt sich mit einem in der Leistung modulierbaren Gerät erreichen, das nur so viel Wärmeenergie wie gerade gebraucht wird liefert. Im Winter läuft es deshalb (tagsüber) ständig. In der Übergangszeit kommt es ebenfalls auf eine hohe Laufzeit und im Sommer kann die Zeit zur Warmwasserbereitung stark in die Länge gezogen werden. Es lassen sich auf diese Weise Laufzeiten von bis zu 4.000 h erzielen.

Die Gesamtmenge des produzierten Stroms steigt dadurch zwar nicht, wohl aber der Anteil der Selbstnutzung. Dabei ist auf eine auf den Bedarf angepasste elektrische Leistung zu achten. Mit einem solchen fiktiven, idealen Mikro-KWK, dessen Daten in *Tab.2* zusammengefasst sind, ließen sich dann in dem o.g. Beispiel eines Einfamilienhauses zwar auch nur 400 - 450 € pro Jahr einsparen. Ein niedriger Preis oder besser der Mehrpreis gegenüber einem konventionellen Kessel im Bereich von 2.000 - 2.500 € würde dann aber ausreichen, um diese Geräte in wenigen Jahren zu amortisieren.

P th	12,5 kW
P el	5,5 kW
η el	27 %
η Σ	88 %
Modulier-barkeit	nein
Emission	int. Verbrennung intens. Wartung
Gewicht	530 kG
Geräusch	< 56dBA
Preis	um 15.000 €

Abbildung 4
Beispiel für eine Mikro-KWK-Anlage auf Verbrennungsmotor-basis der Fa. Senertec (marktreife Serie)

P th	2 – 16 kW
P el	0,2 ... 2,1 kW
η el	13 %
η Σ	98 %
Modulier-barkeit	1:8
Emission	ext. Verbrennung
Gewicht	190 kg
Geräusch	42dBA
Preis	um € 13.000
Marktreife	derzeit Feldtest

Abbildung 5
Beispiel für ein Mikro-KWK-Gerät der Fa. OTAG, das mit einem Dampf-Expansions-Aggregat ausgerüstet ist.

Modell	MK 5
P th	7,5 – 13 kW
P el	1 kW
η el	7 – 13 %
η Σ	80 – 90 %
Modulier-barkeit	nur therm. über eingeb. Kessel
Emission	int. Verbrennung
Gewicht	150 kg
Geräusch	63dBA
Preis	keine Angabe
Marktreife	2007/2008

Abbildung 6
Beispiel für ein Mikro-KWK-Gerät mit Stirlingmotor der Fa. Whispertec

Einige wenige, meist kleinere Unternehmen arbeiten an solchen neuen, vielversprechenden Gerätekonzepten, um die Mikro-KWK-Technologien besser an den Bedarf eines Einfamilienhauses anzupassen. Eine Übersicht welche Technologien hierfür verwendet werden gibt *Tab. 3.*

So wird an der Weiterentwicklung der verbrennungsmotorischen Mikro-KWK gearbeitet, unter anderem um sie modulierbar zu machen. Allerdings sind mit dieser Technologie derzeit noch einige inhärente Nachteile verbunden. Denn auf Grund der internen Verbrennung sind diese Geräte nicht sehr flexibel bezogen auf verwendbare Brennstoffe. Der Aufwand, diese Geräte leise und vibrationsarm auszuführen ist hoch und der elektrische Wirkungsgrad sinkt sehr schnell bei Abregelung der Leistung.
In *Abb.4* ist eine Mikro-KWK-Anlage auf Verbrennungsmotorbasis (V-Motor) der Firma Senertec mit ihren Spezifikationen dargestellt.

Das Gerät kann nach fast 10 Jahren Marktpräsenz hinsichtlich Lebensdauer und Zuverlässigkeit als ausgereift bezeichnet werden.

Neuentwicklungen für bessere Modulierbarkeit

Zu den vielversprechenden Neuentwicklungen zählen Geräte auf Basis von Dampfexpansions- und Stirling-Technik. Beide Prinzipien basieren auf einer externen Verbrennung, die es erlaubt, nahezu alle Brennstoffe wie Gas, Öl, Holz-Pellets etc. einzusetzen. Zudem ist die Verbrennung ohne Zusatzaufwand sehr emissionsarm und die Teillasteigenschaften sind sehr gut. Die Geräte sind von Haus aus leiser, leichter, vibrationsärmer und sollten auch weniger wartungsintensiv sein als verbrennungsmotorische Geräte. Allerdings handelt es sich meist noch um Feldtestgeräte, die ihre Markttauglichkeit noch beweisen müssen.

Brennstoffzellen weisen zweifellos das höchste ökologische Potenzial auf. Sie haben einen sehr hohen elektrischen Wirkungsgrad. Allerdings wird noch eine längere Zeitdauer bis zur Markteinführung vergehen. Aber auch sie werden im Kleinleistungsbereich sicher einen großen Markt finden.

Ein Beispiel für ein modulierbares Mikro-KWK-Gerät der Firma OTAG zeigt *Abb.5*, das auf dem Dampfexpansionsprinzip beruht. Das Gerät hat zwar noch einen relativ geringen elektrischen Wirkungsgrad, ist aber insgesamt besser an das typische Bestands-Einfamilienhaus angepasst. Großer Vorteil ist die Modulierbarkeit über einen weiten Bereich. Das Gerät befindet sich derzeit in der Feldtestphase und soll bis Ende 2007 auch in nennenswerten Stückzahlen verkauft werden.

Das Stirling-Gerät der Firma Whispertech *(Abb. 6)* ist speziell für den Einfamilienhausbereich konzipiert. Die elektrische Leistung liegt deshalb auch nur bei 1 kW. Um die erforderliche hohe thermische Leistung zu bringen, ist noch ein zusätzlicher Heizkessel mit eingebaut, der sich auch moderat modulieren lässt. Das Gerät, das auch auf dem deutschen Markt eingeführt werden wird, soll preislich deutlich unter bisherigen Marktpreisen für vergleichbare Geräte liegen.

Zusammenfassung

Kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind ökologisch sehr sinnvoll und lassen sich bereits heute in vielen Anwendungen auch wirtschaftlich betreiben. Für das typische Einfamilienhaus ist die Wirtschaftlichkeit allerdings meist noch nicht gegeben. Gerade hier liegt aber das größte ökologische Potenzial.

Neuere Entwicklungen, meist auf alternativen Technologien basierend, sind technisch besser an diese Anwendung angepasst als bereits existierende. Diese Geräte haben allerdings ihre Praxistauglichkeit und ihre Zuverlässigkeit noch nicht bewiesen. Auch sind die Preise für den wirtschaftlichen Einsatz heute noch zu hoch. Es ist aber davon auszugehen, dass bei diesen Neuentwicklungen noch eine Menge Raum für technologische Weiterentwicklung und produktionstechnische Optimierung vorhanden ist, sodass die Preise bei weiterer Verbreitung von Mikro-KWK-Anlagen auf ein Niveau sinken werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb auch im Einfamilienhaus zur Regel wird. Beschleunigen ließe sich dieser Prozess durch eine Erhöhung der KWK-Einspeisevergütung für eine bestimmte Zeit der Markteinführung. Dadurch würde die KWK auch für Anlagenbetreiber attraktiver werden, die einen größeren Teil des selbsterzeugten Stroms ins Netz einspeisen müssen, da ihr Lastprofil keinen so hohen Eigenverbrauch erlaubt.

Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb – Versorgungssicherheit im Wohnbereich

Dr. Christian Bendel
ISET
cbendel@iset.uni-kassel.de

David Nestle
ISET
dnestle@iset.uni-kassel.de

Einführung

Die Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) in das Niederspannungsnetz hält unvermindert an. Die Erzeuger speisen die maximal mögliche Energie ins Netz ein. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe die Einspeisung erfolgt, bleibt jedoch letztlich dem Betreiber vorbehalten bzw. wird vom Wetter und der Tageszeit bestimmt. Ähnlich gilt für den Energieverbrauch, dass Zeitpunkt und Menge des Energieverbrauchs aus dem Netz nicht reglementiert ist, solange die Anschlussbedingungen eingehalten werden. Die Netzbetreiber jedoch sind wegen fehlender Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA „blind" bezüglich dieser Einspeisungen auf der Niederspannungsseite. Die energetische und wirtschaftliche Bedeutung der Stromverbraucher im Niederspannungsnetz (also vor allem Privathaushalte, Kleingewerbe, aber auch öffentliche Verbraucher) wird darin ersichtlich, dass etwa 50 % des elektrischen Gesamtverbrauchs in Deutschland auf der Niederspannungsseite erfolgt [1]. Gleichzeitig sind hier auch die anzahlmäßig höchsten Zuwachsraten für DEA zu erwarten.

Verschiedene neue Strategien sind für eine „optimale Energieeinspeisung" möglich. Dazu gehört eine genaue Prognose der fluktuierenden Erzeugung, um die Planung für andere Erzeuger sowie Lastmanagement durchzuführen. Auch Speicherung sowie die Nutzung von Ausgleichseffekten bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die über große geographische Gebiete verteilt sind, können eine wichtige Rolle spielen.

Kurz- bis mittelfristig betrachtet sollten aus Effizienzgründen zunächst die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, da jede Speicherung und Übertragung elektrischer Energie mit Verlusten verbunden ist.

Dezentrales Management von Strom und Wärme

Steuerbare Erzeuger im Verteilnetz sind vor allem Kraftwärmekopplungs-(KWK-)Anlagen, die sowohl Wärme als auch Strom liefern. Photovoltaikanlagen wären zwar abregelbar, dies würde aber keine Einsparung an Primärenergie erbringen. Eine solche Steuerung sollte daher auf Notfälle und andere Sicherheitsmaßnahmen beschränkt bleiben. Aus der großen Bedeutung von KWK-Anlagen für ein Energiemanagement im Verteilnetz folgt, dass Integration von Strom- und Wärmeerzeugung im Wohnbereich eine zentrale Aufgabe bei der künftigen Unterstützung von Netzregelung und Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz ist.

Das Forschungsprojekt DINAR[1] mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern hat sich das Ziel gesetzt, eine technische und wirtschaftliche Lösung für ein bidirektionales Energiemanagement im Niederspannungsnetz zu finden, wobei Verbrauch und Erzeugung als Einheit betrachtet werden. Denn es wäre ökonomisch unsinnig, bezüglich Energiemanagement künstlich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu trennen und unterschiedliche Systeme zu entwickeln und aufzubauen. Im Gegensatz zum Prinzip der zentralen Steuerung (virtuelles Kraftwerk) wird hier eine dezentrale Steuerung eingesetzt, wodurch die Notwendigkeit einer Online-Kommunikation zwischen einer Leitstelle

[1] gefördert durch das BMU (FKZ 0329900E; FKZ 0329900D)

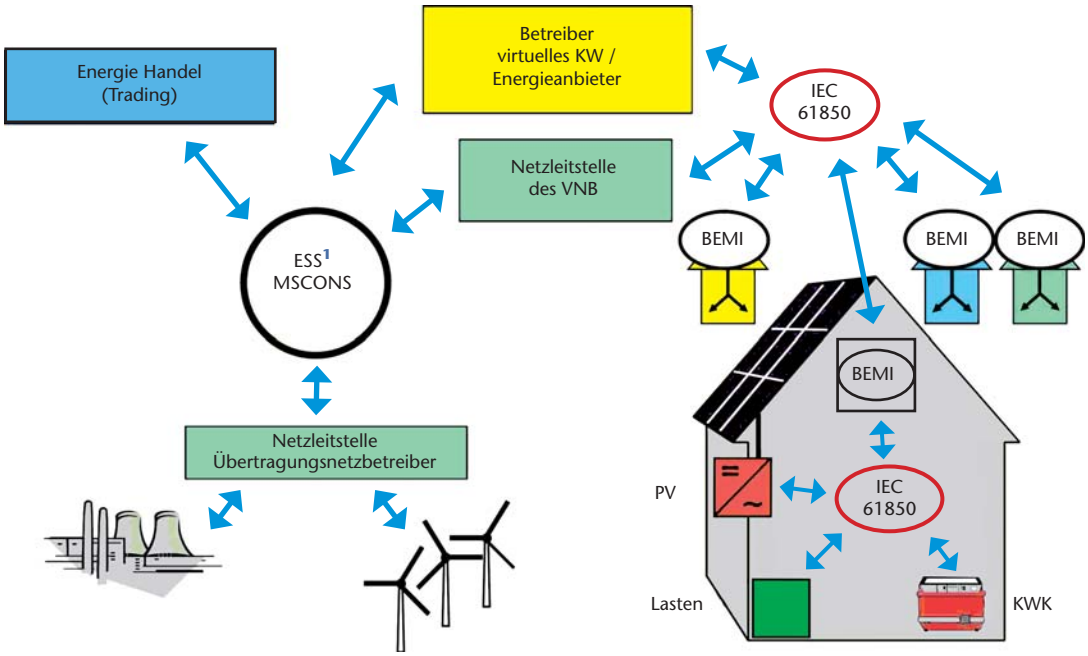


Abbildung 1
Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung (IEC 61850 ist ein Übertragungsprotokoll der International Electrotechnical Commission)

[1] ESS = Fahrplandaten- und Messdatenaustausch

und dem dezentralen Energieerzeuger wegfällt. Ein solches System erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des liberalisierten Strommarktes *(Abb.1)*

Intelligente Schnittstellen mit dem bidirektionalen Energiemanagementinterface (BEMI)

Im elektrischen Netz sind am Energiemanagement stets verschiedene Partner beteiligt, die zum Teil juristisch und wirtschaftlich unabhängig voneinander sind – in der Regel Netzbetreiber, Energieversorger und Kunden. Die Schnittstellen zwischen diesen Partnern sind für eine effektive Zusammenarbeit entscheidend. Schon heute ist der Netzanschlusspunkt, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und einem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des BEMI erhalten. In der technischen Realisierung ersetzt das BEMI den konventionellen Zählerschrank im Hausanschluss und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert *(Abb.2)*.

Die Energieanbieter und Verteilnetzbetreiber, die am Energiemanagement beteiligt sind, erhalten dann im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf das BEMI. Durch die Beibehaltung der bereits vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle sind auch zukünftig einfache Vertragsstrukturen für den Strom- bzw. Netzkunden möglich [2].

Abbildung 2
Realisierung des BEMI im Testbetrieb

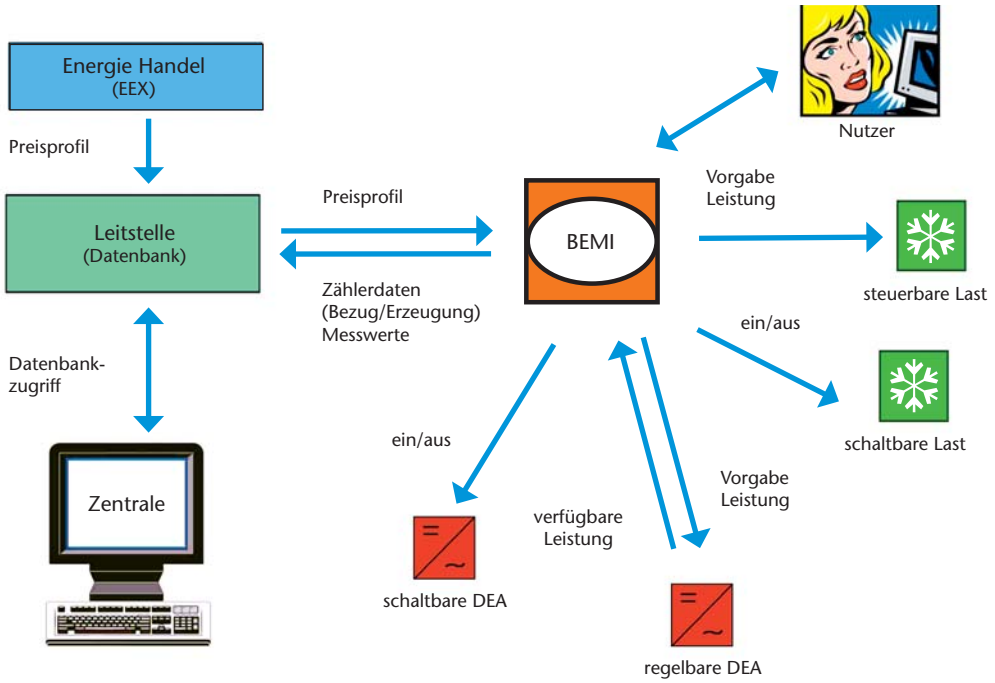


Abbildung 3
Kommunikationsstruktur für Energiemanagement mit BEMI

Für eine kostengünstige Kommunikation werden Standards benötigt, die für eine einheitliche Sprache bei den Kommunikationspartnern sorgen. Auf diese Weise wird der Aufwand für individuelle Entwicklungslösungen und Anlagenplanung auf ein Minimum reduziert. Einerseits kommuniziert das BEMI bidirektional mit der Leitstelle des Energieanbieters auf Grundlage von Kommunikationsprotokollen (nach IEC 61850), die von der internationalen Normung als „Seamless Telecontrol Communication Architecture" präferiert sind für die zukünftige Kommunikation in der Energieversorgung. Andererseits kommuniziert das BEMI mit den Lasten und Erzeugern über bekannte standardisierte Schnittstellen (zum Beispiel EIB, CAN). Damit wird eine offene Kommunikationsstruktur entwickelt *(Abb. 3)*.

Technische Umsetzung

Der Rechnerkern des BEMI empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Informationen, i.d.R. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis dieser Information berechnet dann der Optimierer im Rechnerkern den optimalen Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte unter Berücksichtigung der Bedürfnisse der Nutzer des Gebäudes und der Parameter der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher. Auf diese Weise entscheidet das BEMI dezentral auf Basis der

- Last-/Erzeugerprofile,
- dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und
- zentraler Informationen von der Leitstelle [3].

Zur Optimierung für jeden Gerätetyp, der in das Energiemanagement einbezogen ist, muss ein entsprechender Managementalgorithmus entwickelt werden. Solche Geräte sind zum Beispiel:

- Kühl- und Gefriergeräte
- Elektroheizungen
- Warmwasserboiler
- Klimaanlagen
- Waschmaschinen
- Trockner
- Spülmaschinen
- KWK-Anlagen
- zukünftig aber auch Systeme mit Batteriespeicher wie unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV)
- Elektrofahrzeuge, die am Gebäude aufgeladen werden
- PV-Wechselrichter, die mit einem Batteriespeicher ausgerüstet sind

Abbildung 4
BEMI-Testbetrieb in der DeMoTec-Versuchshalle des ISET

Auch hier wird deutlich, dass Erzeugung und Verbrauch zum Teil mit ganz ähnlichen Algorithmen optimiert werden können – und dass eine effektive und integrale Betrachtung von Strom- und Wärmebedarf notwendig ist, um die Vorteile und Anforderungen aus beiden Energieformen optimal nutzen zu können.

Ein Lastgang- bzw. Mehrtarifzähler erfasst die verbrauchten und erzeugten Leistungsflüsse, archiviert diese und transferiert die Messwerte über die vereinbarten Kommunikationswege gemäß Eichvorschrift zu einem Bedienterminal bzw. zur Leitstelle. Die Lastgangerfassung ist entscheidend dafür, dass auch im liberalisierten Strommarkt der optimierte zeitliche Einsatz der Geräte abgerechnet und vergütet werden kann, was wiederum Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems ist. Gegenwärtig wird das System im Labor mit verschiedenen Geräten getestet, eine Felderprobung ist in Vorbereitung *(Abb. 4)*.

Nutzer-Interaktion

Über ein Bediendisplay kann der Kunde Informationen abfragen und Modifikationen an Einsatzplänen und Parametern vornehmen. Der Einsatz eines handelsüblichen PDA[2] mit WLAN-Unterstützung erlaubt eine sehr komfortable Steuerung der Anlage *(Abb. 5)*. Das vom BEMI zur Verfügung gestellte Web-Interface kann über das Internet auch für Ferneingriffe genutzt werden. Neben der lokalen Überwachung und Steuerung müssen natürlich auch Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung und

Abbildung 5
Interaktive Information und Steuerung des BEMI durch den Nutzer mittels eines mobilen PDA

[2] Personal Digital Assistant (PDA) (englisch für persönlicher digitaler Assistent) ist ein kleiner tragbarer Computer mit eigener Stromversorgung.

Messwerte für die Netzüberwachung auf einen zentralen Server übertragen und dort dargestellt werden. Diese Funktion wird gegenwärtig auf einem Linux-basierten Server mit Open-Source-Komponenten realisiert. Auch hier dient ein Web-Interface zur Abfrage der Reporting-Funktionen des Servers.

Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Erweiterung der vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle zwischen öffentlichem Netz und Kunde mit intelligenten Komponenten sowie durch das Prinzip der dezentralen Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Information schafft das BEMI eine Plattform, mit der Erzeuger und Verbraucher im Niederspannungsnetz wesentlich zur Integration dargebotsabhängiger Energien beitragen können. Die Leistungsfähigkeit des BEMI wird durch die vorgestellten Laboraufbauten demonstriert und im Testbetrieb weiterentwickelt.

Literatur

[1] C. Bendel, D. Nestle: Energieerzeugung im Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005

[2] C. Bendel, D. Nestle: Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid – Development of a Technical and Economical Integration Strategy, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 63-70

[3] Patentanmeldung EP 1 339 153, „Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 27.08.2003

[5] Patentanmeldung EP 1 340 988 A3, „Verfahren und Vorrichtung zur Messung der Impedanz eines elektrischen Energieversorgungsnetzes“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 02.10.2003

[6] P.D. Gorgas: Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005

Rationelle Energieverwendung und Solares Bauen

Dr. Hans-Peter Ebert
ZAE Bayern
ebert@
zae.uni-wuerzburg.de

Häuser für das 21. Jahrhundert müssen in Bezug auf Energieeinsparung und in unseren Breiten vor allem auf winterlichen Wärmeschutz optimiert werden. Diese Aufgabe lässt sich mit innovativen Wärmedämmsystemen und Wärmespeicherkomponenten lösen. Neue Entwicklungen sind hier superisolierende Vakuumisolationspaneele für den opaken Bereich. Für den transparenten Bereich befinden sich Vakuumverglasungen in der Entwicklung. Durch die architektonische Gebäudegestaltung sind ein hoher solarer Energieeintrag in der kalten Jahreszeit und ein effizienter Überhitzungsschutz in der warmen Jahreszeit zu gewährleisten. Unterstützend lassen sich hier Bauteile mit mikro- oder makro-integrierten Latentwärme-Speichermaterialien einsetzen.

Herausforderung und Chance – die energetische Altbausanierung

Klimaschutz und die begrenzten Ressourcen fossiler Energieträger erfordern Maßnahmen für energieeffizientes Bauen und die verstärkte Nutzung regenerativen Energiequellen – dies gilt für Neubauten, aber insbesondere für Altbauten. Der Altbaubestand stellt nämlich ein bedeutendes Energieeinsparpotenzial dar. In Deutschland entfallen ca. 26% des Primärenergieverbrauchs auf die Raumheizung. Dabei benötigen Altbauten, d.h. Gebäude die vor der 1. Wärmeschutzverordnung (1977) errichtet wurden, ca. 95% der Gesamtheizwärme. Die energetische Altbausanierung stellt jedoch in vielen Fällen besondere Anforderungen an die Planung und die Effizienz der eingesetzten Wärmedämmkomponenten.

Eine für unsere klimatischen Bedingungen besonders günstige Gebäudevariante stellen hochwärmegedämmte Häuser dar, die zusätzlich Sonnenenergie für Raumwärme und Warmwasser nutzen.

Superisolierende Gebäudekomponenten

Die Verfügbarkeit hocheffizienter Wärmedämmkomponenten und -systeme erleichtert die Realisierung von Niedrigstenergiehäusern wesentlich. Innovativ sind hier superisolierende Vakuumisolationspanele (VIP) [1,2] und Vakuumverglasung [3], die sich in Europa noch in der Entwicklung befindet.

Vakuumisolationspaneele
bestehen aus einem hochporösen Kern, zum Beispiel pyrogener Kieselsäure, und einer vakuumdichten Umhüllung aus Aluminiumverbundfolien oder metallbedampften Laminaten.
VIP weisen eine Wärmeleitfähigkeit von ca. 0,004 W/(mK) auf, die ca. zehnmal geringer ist, als von herkömmlichen Dämmmaterialien *(Abb. 1)*. Rechnerisch ergeben sich für 2 cm bzw. 4 cm dicke VIP U-Werte[1] von 0,2 W/(m²K) bzw. 0,1 W/(m²K).
Gerade im Sanierungsbereich können die erforderlichen Dämmschichtdicken oft aufgrund baulicher Vorgaben nicht realisiert werden. Hier bietet sich die Vakuumdämmung als interessante Alternative an. *Abb.2* zeigt eine mit Vakuumdämmung sanierte Fassade eines Reihenmittelhauses. Die Fassade integriert sich ohne größere Vorsprünge in die Gesamtansicht. Mit einer nur 4 cm dicken Vakuumdämmung konnte ein hervorragender U-Wert von 0,15 W/(m²K) erreicht werden, der sogar die Anforderungen für die Dämmung nach Passivhausstandard erfüllt.

[1] U-Wert ist der Wärmedurchgangskoeffizient von Gebäudematerialien in W/m² und ist ein Maß für die Wärmedämmung

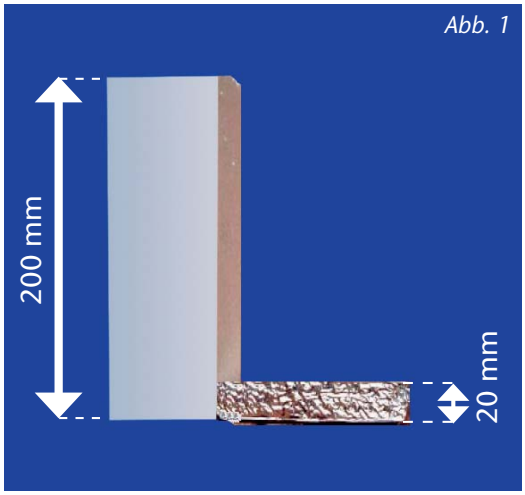


Abbildung 1
Dickenvergleich eines herkömmlichen Dämmmaterials (Polystyrol-Schaum) mit einem Vakuum-isolationspaneel (VIP) bei gleicher Dämm-wirkung.

Abbildung 2
Mit Vakuumisolations-paneelen energetisch saniertes Reihenmittel-haus (Baujahr 1956). Der U-Wert der hier gezeigten Nordfassade konnte von ursprüng-lichen 1 W/(m²K) auf 0,15 W/(m²K) reduziert werden.

Vakuumverglasung

Während sich bei opaken Fassadenelementen mit integrierten Vakuumisolationspaneelen problemlos schlanke Konstruktionen mit U-Werten von 0,15 W/(m²K) und darunter realisieren lassen, stellen selbst Fenster mit Wärmeschutzverglasung in hoch-wärmegedämmten Gebäuden eine thermische Schwachstelle dar. In einem vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Forschungs- und Entwicklungsprojekt wird deshalb durch ein Konsortium aus Forschungseinrichtungen und Industriepartnern die Entwicklung einer Vakuumverglasung mit einem U-Wert von kleiner 0,5 W/(m²K) vorangetrieben. Damit können bei einer sehr schlanken Konstruktion (Verglasungsstärke ca. 1 cm) die Dämmwerte herkömmlicher Drei-scheibenverglasungen deutlich unterschritten werden.

Abb. 3 zeigt den schematischen Aufbau einer Vakuumisolationsverglasung: Zwei ca. 4 mm starke Scheiben sind durch Abstandshalter getrennt. Der entstehende Zwischenraum von höchsten 1mm wird evakuiert und durch einen

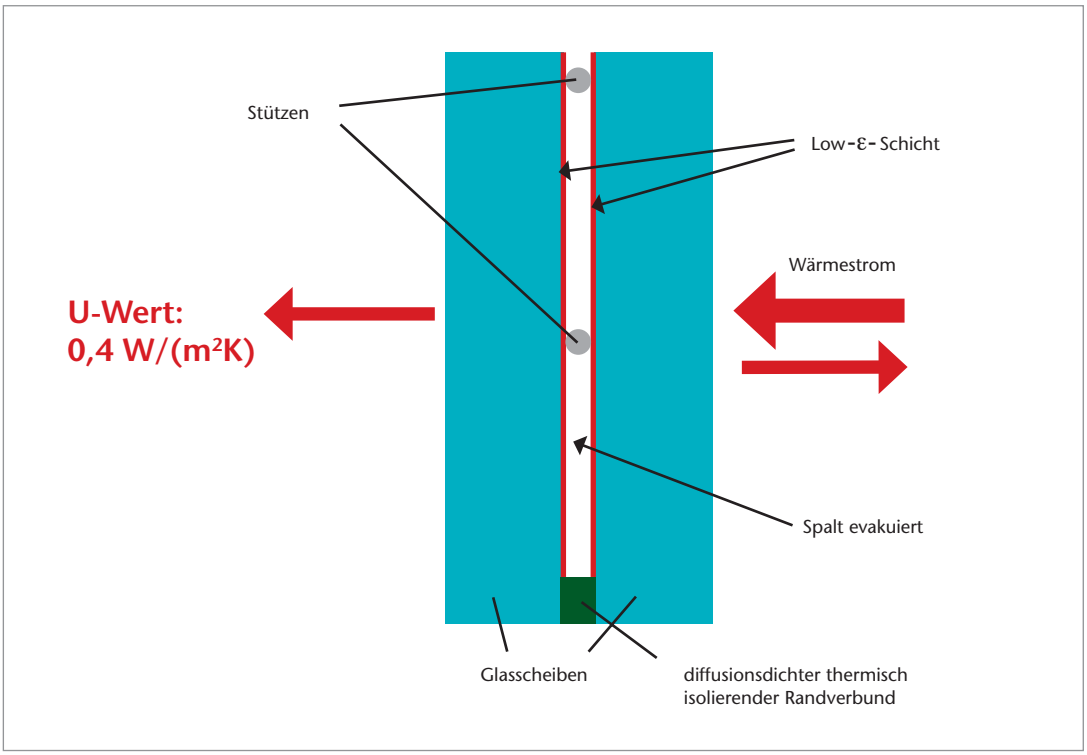


Abbildung 3
Prinzipskizze einer hoch-wärmedäm-menden Vakuum-isolierverglasung.

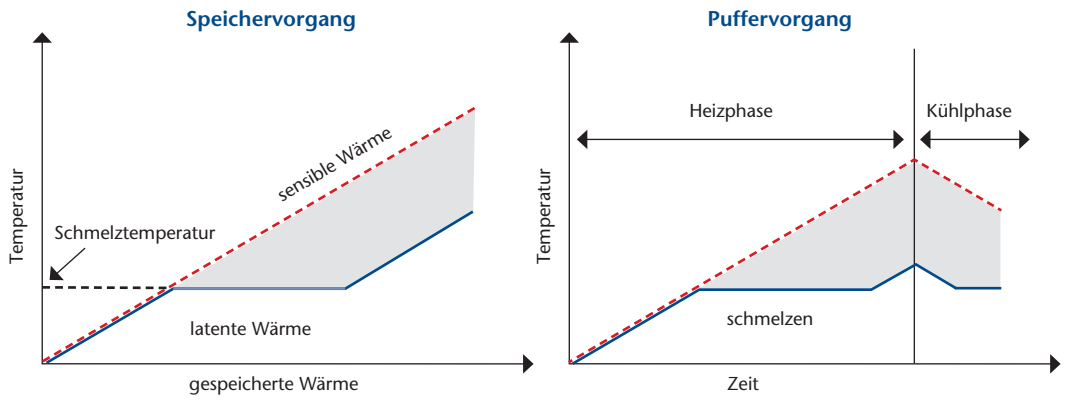


Abb. 4

Linkes Bild: Wird Wärme in einem Material gespeichert ohne dass ein Phasenübergang auftritt (gestrichelte Linie), erhöht sich seine Temperatur kontinuierlich. Man spricht hier von der Speicherung sensibler Wärme. Tritt ein Phasenübergang auf, z. B. ein Aufschmelzen, wird Wärme in Form latenter Wärme gespeichert. Die Temperatur erhöht sich solange nicht, bis das Material vollständig aufgeschmolzen ist (volle Linie).

Rechtes Bild: Idealisierte Darstellung der Wärmepufferung durch den Einsatz von Latentwärmespeichermaterialien. Ab dem Zeitbeginn des Schmelzens wird die Temperatur des Materials konstant gehalten, bis dieses vollständig aufgeschmolzen ist. Während der Kühlphase erstarrt das Material und gibt die gespeicherte Latentwärme wieder frei.

Abbildung 4

möglichst gasdichten, thermisch isolierenden Randverbund versiegelt. Die Abstandshalter sind notwendig, da ansonsten auf Grund des außen anliegenden Atmosphärendruck (10 Tonnen pro Quadratmeter!) die Scheiben kollabieren würden. Der Transfer von Wärmestrahlung wird durch den Einsatz konventioneller niedrigemittierender Schichten, so genannter low-ε Schichten[2], reduziert.

Latentwärmespeicher für erhöhten Klimakomfort

Für den Gebäudebenutzer ist der thermische Komfort von zentraler Bedeutung. Niedrigstenergiehäuser, profitieren durch die exzellente Wärmedämmung und durch solare Gewinne über transparente oder transluzente Verglasungen. Dabei können in Fassaden und Gebäudewände integrierte Latentwärmespeichermaterialien (PCM = Phase Change Materials) helfen, die Raumtemperatur in einem engen Komfort-temperaturintervall zu halten.

Durch solare Einstrahlung auftretende Überschusswärme kann in diesen thermisch trägen Gebäudeelementen gespeichert und bei Bedarf wieder abgegeben werden – so im Winter in den Nachtstunden.
Im Sommer ist durch eine Nachtlüftung tagsüber eingetragene solare Wärme aus dem Gebäude zu entfernen.

Die Wirkungsweise von PCM ist in *Abb. 4* erläutert. Dabei speichert eine 1 cm dicke PCM-Schicht mit einer Schmelzenthalpie von 140 J/g im Bereich des Schmelzpunktes die gleiche Wärmemenge wie eine 12 cm dicke Betonwand bei einer Temperaturerhöhung von 5 °C.

Abb.5 zeigt anschaulich die Wirkungsweise von Latentwärmespeichermaterialien in Gebäuden. Der Einsatz von Bauelementen mit erhöhter thermischer Masse, wie z. B. Leichtbauplatten mit integriertem PCM, hilft Überschusswärme zu puffern und damit Überhitzung zu vermeiden. Während der Leichtbau deutliche Temperaturspitzen am Nachmittag zeigt, ist der Leichtbau mit PCM mit einem Massivbau thermisch vergleichbar.

[2] Low-ε Schichten sind mikrostrukturierte Schichten, die Wärmestrahlung reflektieren können.

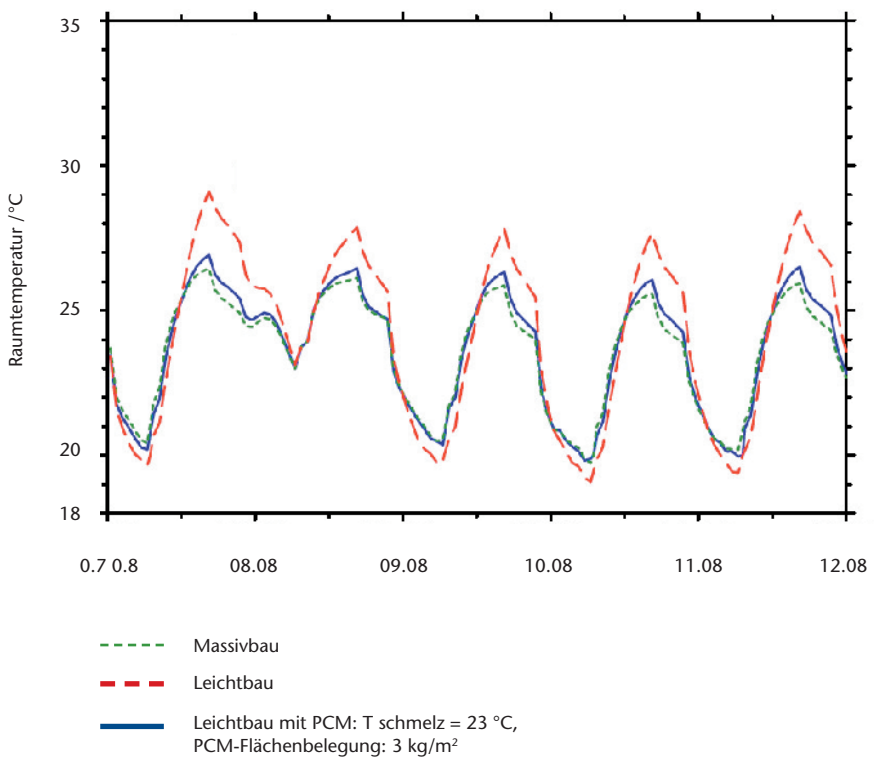


Abbildung 5
Temperaturverlauf in einem südorientierten Büroraum für verschiedene Bauweisen (Leichtbau mit und ohne PCM, sowie Massivbau).

Ausblick

Forschung und Entwicklung im Gebäudebereich zielen auf die Entwicklung innovativer Materialen, Komponenten und Systeme mit herausragenden funktionellen Eigenschaften ab. Dies bedingt schnelle und hochauflösende Untersuchungsmethoden, die es parallel zu den Produkten zu entwickeln gilt. Dabei ist darauf zu achten, dass mittel- und langfristig Lösungen mit einem für den Verbraucher akzeptablen Kosten-/Leistungsverhältnis erarbeitet werden, so dass die Marktakzeptanz erreicht wird. Schließlich bedarf es der Demonstration und Evaluierung in der Praxis, um gerade für den Baubereich mit den langen Gebäudestandzeiten Vertrauen für die neuen Techniken zu schaffen.

Literatur

[1] Internetseite www.vip-bau.de, Stand 01.09.2006

[2] Fricke J., Schab H., Heinemann U., "Vacuum Insulation Panels, Exciting Thermal Properties and Most Challenging Applications", Int. J. Thermophysics, online 2006, DOI 10.1007/s10765-006-0106-6

[3] Internetseite www.vig-info.de, Stand 01.09.2006

Erneuerbare Energien in Markt, Politik und Gesellschaft

- Wie nachhaltig ist die deutsche Energieversorgung? Nachhaltigkeit als Steuerungskonzept
- Die Vermarktung von Ökostrom im liberalisierten Strommarkt
- Lernen am Markt – die Bedeutung anwendungsnaher Forschung in gemeinsamer Verantwortung mit der Wirtschaft
- Export erneuerbare Energietechniken – Ländliche Elektrifizierung
- Erneuerbare Energien und Arbeitsplätze in gesamtwirtschaftlicher Betrachtung

Wie nachhaltig ist die deutsche Energieversorgung? Nachhaltigkeit als Steuerungskonzept

Jürgen-Friedrich Hake
FZ Jülich
jfh@fz-juelich.de

Wolfgang Fischer
FZ Jülich
wo. fischer@fz-juelich.de

Dr. Holger Schlör
FZ Jülich
h.schoer@fz-juelich.de

Einleitung

Spätestens seit der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro im Jahr 1992 und der Johannesburg Konferenz 2002 ist „nachhaltige Entwicklung" als Leitbild für gesellschaftliche und politische Prozesse etabliert [1, 2]. Seither geht es im Wesentlichen darum, das Leitbild zu interpretieren, zu konkretisieren, und an seiner praktischen Umsetzung zu arbeiten.

In der Debatte um nachhaltige Entwicklung haben sich zwei Ansätze herauskristallisiert, die sich hauptsächlich bezüglich ihrer Systemgrenzen unterscheiden:

- Bei der so genannten schwachen Nachhaltigkeit steht das Wohlfahrtsniveau der Menschen im Zentrum und die Systemgrenzen werden durch ökonomische Grenzen beschrieben. Die Ökologie ist ein Teil der Ökonomie.
- Bei der so genannten starken Nachhaltigkeit steht der Zustand des Naturkapitals im Mittelpunkt. Die Systemgrenzen werden durch ökologischen Grenzen beschrieben. Die Ökonomie ist ein Teil der Ökologie.

Neben diesen beiden Grundsatzpositionen entstand ein **Drei-Säulen Ansatz**, der davon ausgeht, dass nachhaltige Entwicklung ökonomische, soziale und ökologische Aspekte gleichberechtigt beachten muss. Die Säulen stehen in enger Verbindung zueinander und sollen zusammen gestaltet werden. Diese Einteilung hat ihren Ursprung im Bericht der Brundtland-Kommission und reflektiert die Struktur der Agenda 21. Je nach Gewichtung der Säulen bewegt sich der Ansatz in Richtung der starken oder schwachen Nachhaltigkeit. In jedem Fall wird die konkrete Entwicklung der Säulen anhand von messbaren Indikatoren beschrieben. Indikatoren sollen anzeigen, wo Handlungsbedarf besteht und politische Maßnahmen am wirkungsvollsten sind (Orientierungsfunktion); sie sollen Fortschritte und Defizite erkennbar und messbar machen. Dazu müssen die mit ihnen verbundenen Aussagen für Wissenschaft und Politik kommunizierbar sein (Kommunikationsfunktion).

Nachhaltige Entwicklung im Energiesektor

Schon im Bericht der Brundtland-Kommission kommt der Energieversorgung eine wichtige Rolle zu [1, Kapitel 7]. Der Einsatz von Energie ermöglicht einerseits wirtschaftliche Entwicklung und Wohlstand, andererseits kann er negative Auswirkungen auf die Umwelt haben.
In Deutschland wird die Frage, wie eine nachhaltige Energieversorgung gestaltet werden soll, seit langem ausführlich diskutiert. Die Entwicklung im Energiesektor kann anhand des Drei-Säulen-Modells mit Hilfe von Indikatoren beschrieben werden.

Ausgewählte Indikatoren für die Energieversorgung

Für die folgende Analyse wurden beispielhaft 14 energierelevante Indikatoren aus den Arbeiten des Deutschen Bundestages und der Bundesregierung für das Drei-Säulen-Modell ausgewählt [3, 4]:

- Die **Umweltsäule** wird durch sechs Indikatoren beschrieben (SOx, NOx, CO, Staub, Treibhausgase (THG) und radioaktiven Abfall als Reststoff der Kernenergie) [5].

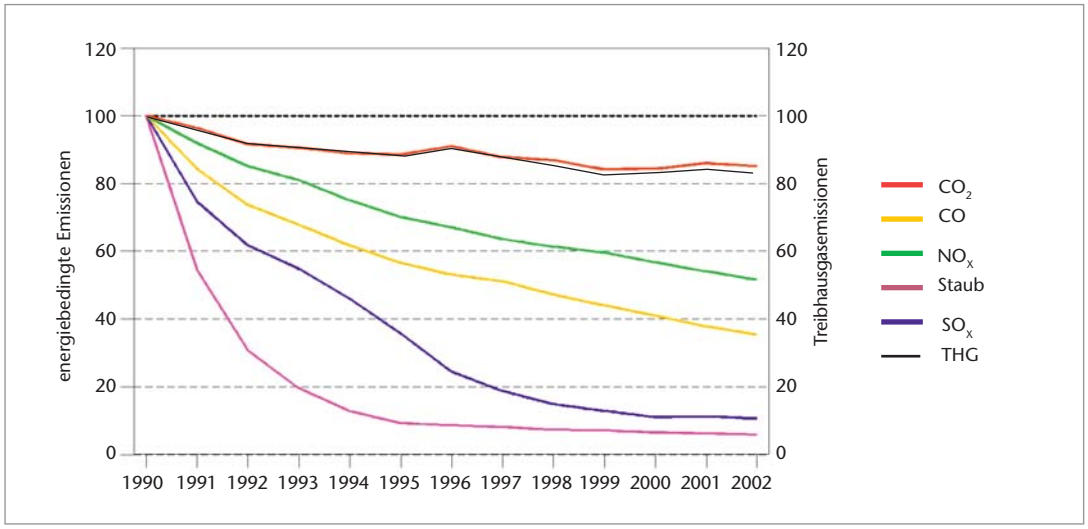


Abbildung 1
Entwicklung der energiebedingten Emissionen und der Treibhausgas-emissionen (THG) 1990 – 100

Quelle: Energiedaten 2006

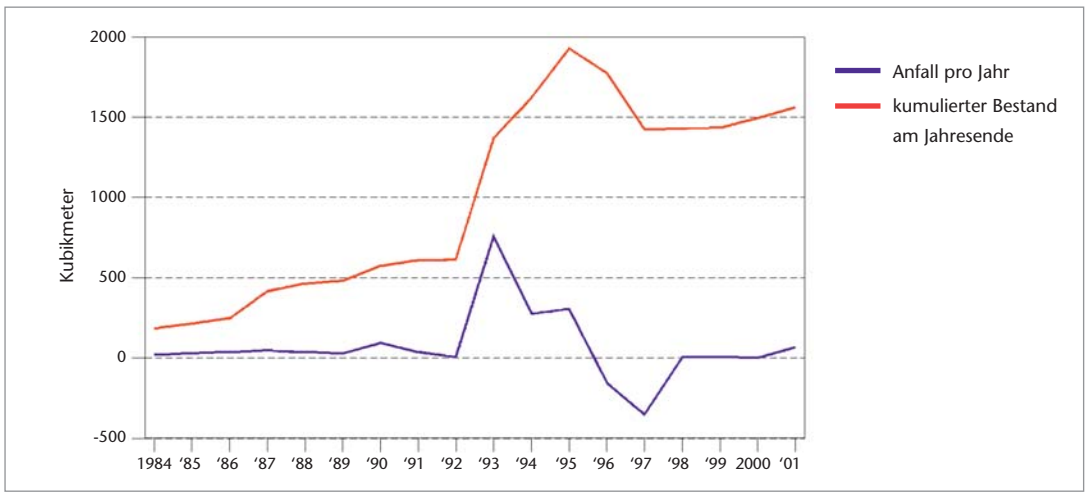


Abbildung 2
Anstieg der als radioaktiver Abfall deklarierten wärme-entwickelnden Reststoffe im Zeitraum 1984 - 2001 (konditionierte Abfälle in cbm)

Quelle: RS-Handbuch, 32. Ergänzung, 6/2005

- Die **ökonomische Säule** der Nachhaltigkeit steht für Nettoimportquote, Energieintensität, Energiemix, Energiekosten im verarbeitenden Gewerbe und den Wettbewerb (qualitativ)
- Die **soziale Säule** wird mit Hilfe der Entwicklung der Energiekosten privater Haushalte, der Beschäftigten im Energiebereich und der Benzinkosten im Verhältnis zum Bruttolohn definiert.

Umwelt

In vielen Diskussionen um eine nachhaltige Entwicklung spielen die Treibhausgasemissionen eine herausgehobene Rolle. Während die traditionellen energiebedingten Emissionen sinken, stagnieren die CO_2-Emissionen.

Die Treibhausgasemissionen insgesamt sind aufgrund struktureller Veränderungen insbesondere in Ostdeutschland im Trend rückläufig. Zu dieser Reduktion haben die CH_4-Emissionen im Bereich der Abfallbehandlung beigetragen. Diese Entwicklung muss jedoch aus Sicht des Klimaschutzes als nicht ausreichend bezeichnet werden.

Die Nutzung der Kernenergie ist mit radioaktiven Abfällen verbunden. Ihr Bestand hat sich im Zeitraum von 1984 bis 2001 von 184 cbm auf 1559 cbm in 2001 erhöht [6]. Ein Konzept für die Endlagerung konnte noch nicht verabschiedet werden.

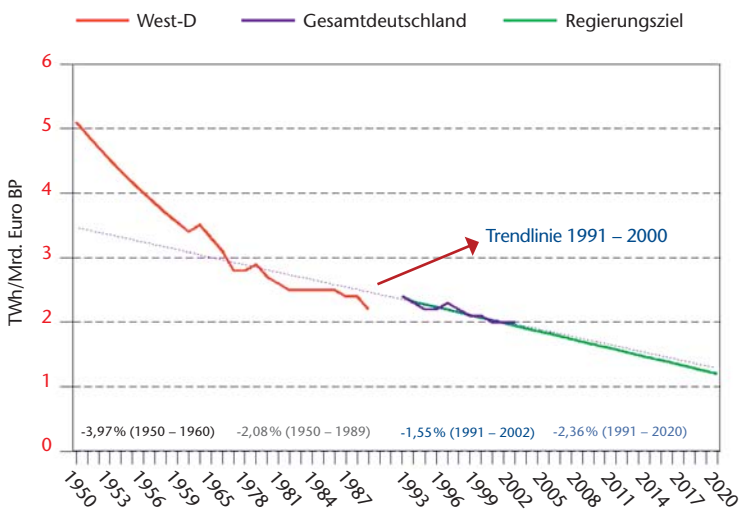


Abbildung 3
Entwicklung der Energieintensität in Deutschland 1950-2020 in TWh/Mrd. €
Quelle: Energiedaten 2006

Wirtschaft

Für die ökonomische Beurteilung des Energiesektors ist die Energieeffizienz ein wichtiger Indikator.
Die Energieintensität (TWh/1 Mrd. € Bruttoinlandsprodukt) ist aufgrund technologischer und struktureller Einflüsse in den 50er Jahren in Deutschland um nahezu 4% pro Jahr gesunken. In dem darauf folgenden Jahrzehnt hat sie nur noch um 2% pro Jahr abgenommen. Nach der Vereinigung sank die Energieintensität nur noch um 1,5% pro Jahr. Eine vorsichtige Trendanalyse zeigt, dass Deutschland in Gefahr läuft, sein ehrgeiziges Ziel [4], die Energieintensität um 2% pro Jahr zu verringern, zu verfehlen. Für die Beurteilung des Energiesystems spielt die Entwicklung der Energiekosten eine wichtige Rolle.

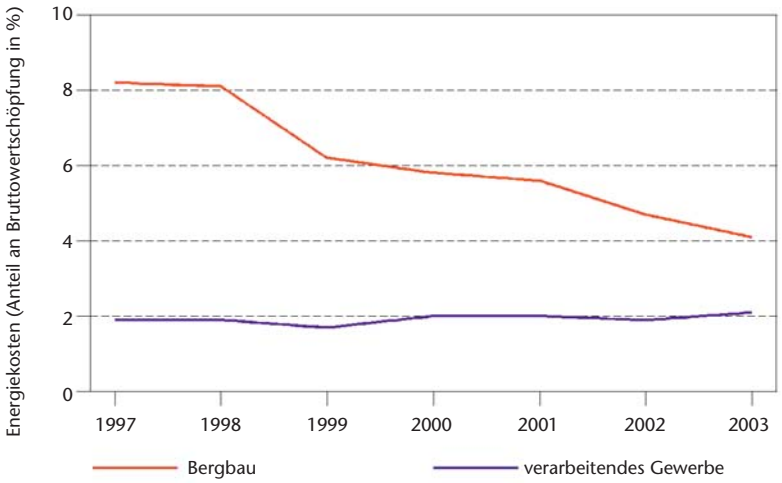


Abbildung 4
Entwicklung der Energiekosten im verarbeitenden Gewerbe und im Bergbau
Quelle: Energiedaten 2006

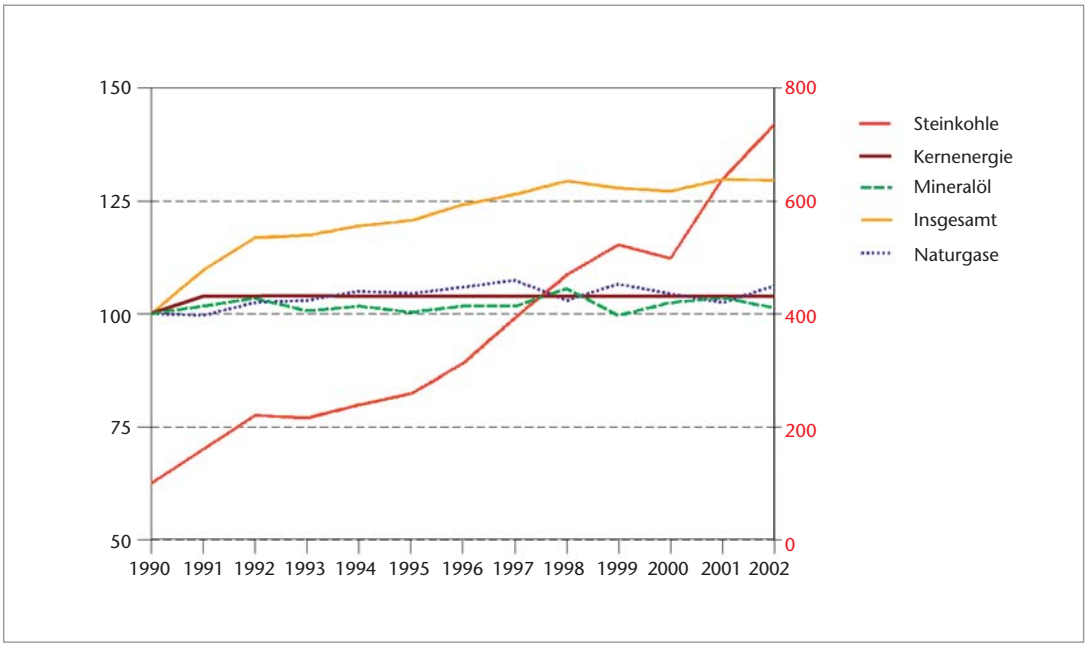


Abbildung 5
Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung 1990-2002
Quelle: Energiedaten 2006

Die Energiekosten sind im verarbeitenden Gewerbe seit Mitte der 90er Jahre einigermaßen konstant geblieben und im Bergbau sind sie sogar rückläufig.
Des weiteren soll eine nachhaltige Energieversorgung neben Effizienz sowie Umwelt- und Klimaschutz auch ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten.

Die Entwicklung der Nettoimportquote zeigt, dass Deutschland bis auf die Braunkohle eine hohe und z.T. steigende Importabhängigkeit aufweist (60-100%). Diese Entwicklung spiegelt sich auch im deutschen Energiemix wieder.
Der Anteil der heimischen fossilen Energieträger hat seit den 90er Jahren kontinuierlich abgenommen, wohingegen der Anteil der importierten Energieträger – vor allem Erdgas – am Primärenergieverbrauch stetig zugenommen hat. Dieser strukturelle Wandel hat aber bisher nicht zu spürbaren Störungen in der Versorgung in Deutschland geführt.

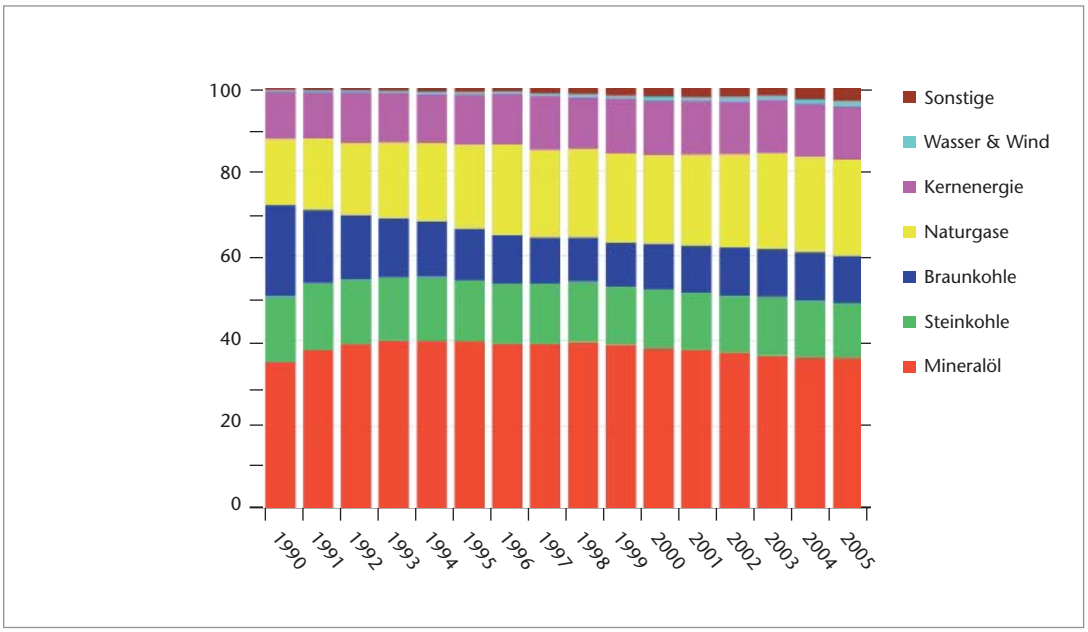


Abbildung 6
Entwicklung des Energiemix in Deutschland 1990-2005
Quelle: Energiedaten 2006

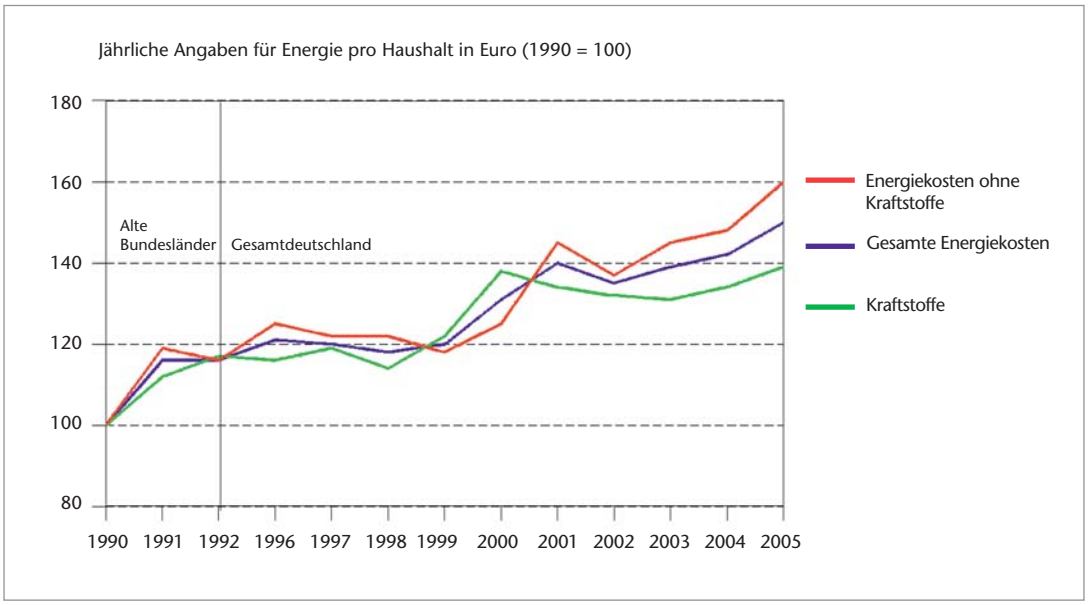


Abbildung 7
Entwicklung der Energiekosten von privaten Haushalten 1990 = 100
Quelle: Energiedaten 2006

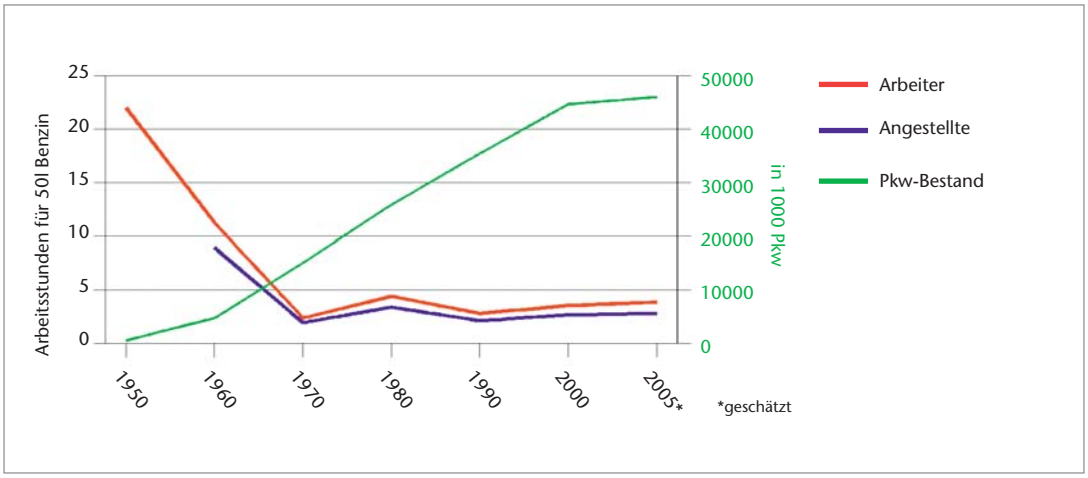


Abbildung 8
Entwicklung der relativen Kraftstoffkosten und des PKW-Bestandes
Quelle: ViZ 2004/2005 Statistisches Bundesamt. 2005 und STE-Berechnung STE 2005

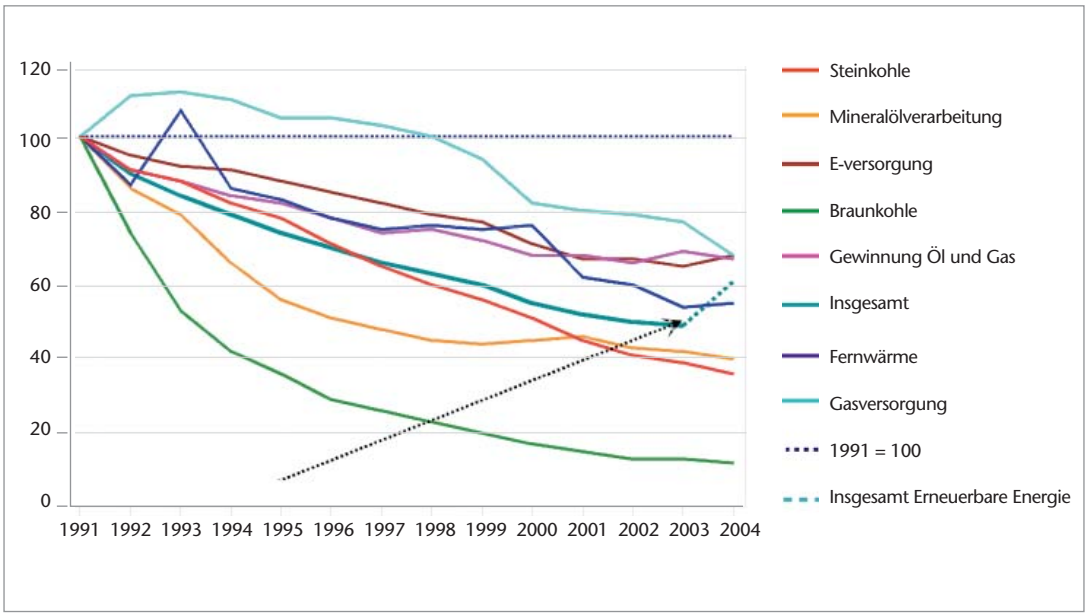


Abbildung 9
Beschäftigte im Energiesektor
Quelle: Energiedaten 2006

Für die EU liefert der Wettbewerb auf dem Energiemarkt die Grundlage dafür, die Energieeffizienz dauerhaft zu steigern. Hier sieht die EU zur Zeit noch erhebliche Defizite. So kritisiert sie die Wettbewerbsstrukturen der europäischen Strom- und Gasmärkte, die in der Regel national bleiben und keinen ausreichenden grenzüberschreitenden Wettbewerb zulassen. Eine marktwirtschaftliche Preisbildung ist aber eine Voraussetzung für eine stetige Erhöhung der Energieeffizienz. Daher fordert die EU in der zweiten Erdgas- und Elektrizitätsrichtlinie einen diskriminierungsfreien Netzzugang [7].

Soziales

Die Energiekosten der privaten Haushalte sind im Zeitraum von 1990 bis 2005 um ca. 50% gestiegen, wobei die Kraftstoffkosten in diesem Zeitraum nur um 40% gestiegen sind.

Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass die Kraftstoffpreise in den 60er Jahren relativ zum verfügbaren Einkommen der Menschen deutlich höher waren.

Treibende Kraft für die Entlastung der Konsumenten ist die Entwicklung der Löhne und Gehälter. Während in den 50er Jahren ein Arbeiter noch 10 bis 20 Stunden für 50 Liter Benzin arbeiten musste, liegt der Aufwand seit den 70er Jahren unter 5 Stunden, wodurch eine die Lebensqualität steigernde Mobilität für breite Bevölkerungsschichten ermöglicht wurde [8, 9]. Gleichzeitig ist der Verkehrssektor für 20% der Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich. Trotz vielfältiger Anstrengungen ist die Entwicklung alternativer Verkehrskonzepte, die von einer verbesserten Antriebstechnik über modifizierte Kraftstoffe bis hin zu einer Wasserstoffwirtschaft reichen, noch nicht so weit fortgeschritten, dass sich eine Trendwende bei den verkehrsbedingten Emissionen abzeichnet.

Die Beschäftigtenzahlen im Energiesektor sind im Trend seit den 90er Jahren zurückgegangen. Die Beschäftigtenzahlen im Bereich der erneuerbaren Energien sind aber gestiegen.

Das Bundesministerium für Umwelt hat anhand ökonometrischer Schätzungen ermittelt, dass es 2004 im Bereich der erneuerbaren Energie 157000 Arbeitsplätze gab [10]. Etwa die Hälfte aller Beschäftigten sind direkt mit der Herstellung und dem Betrieb von Anlagen beschäftigt, die andere Hälfte ist in Zulieferbetrieben bzw. vorgelagerten Wirtschaftssektoren beschäftigt. Addiert man die direkten Beschäftigten den anderen Beschäftigten des Energiesektors hinzu, so erreicht der Sektor das Beschäftigungsniveau vom Ende der 90er Jahre.

Schlussfolgerungen

Die Analyse hat gezeigt, dass sich das Energiesystem mit messbaren Nachhaltigkeitsindikatoren beschreiben lässt. Um zu bestimmen, ob das Energiesystem nachhaltig ist, wäre freilich die Festlegung von Referenzwerten, die einen Nachhaltigkeitspfad definieren, notwendig. Erste Ansätze hierfür finden sich in den Arbeiten der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ und in der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung [3]. Die für diese Arbeit von uns beispielhaft ausgewählten Indikatoren ergeben ein differenziertes, aber kein einheitliches Bild der deutschen Energieversorgung.

Die Umweltsituation in Deutschland hat sich bezüglich der Luftschadstoffe positiv entwickelt. Die Treibhausgas-Emissionen sind zwar rückläufig. Lässt man aber Sondereffekte beiseite, dann gibt es noch keinen nachhaltigen Rückgang der CO_2-Emissionen. Mit Blick auf einen wirksamen Klimaschutz sind weitergehende, international aufeinander abgestimmte Maßnahmen erforderlich. Für die Verwirklichung einer nachhaltigen Entwicklung ist ein Endlager für hochradioaktive Abfälle unverzichtbar.

Ein verstärkter Wettbewerb auf den Energiemärkten kann dazu beitragen, die Energieeffizienz zu erhöhen, und so eine nachhaltige Entwicklung zu unterstützen. Für Deutschland und die gesamte EU zeigen die Indikatoren, dass die Sicherheit der Energieversorgung wegen der gestiegenen Importabhängigkeit verstärkter Aufmerksamkeit bedarf. Zur Bewältigung dieses Problems stehen mehrere Optionen zur Verfü-

gung, die jedoch in der Regel erst längerfristig greifen. Politik und Gesellschaft müssen entscheiden, ob sie z. B. eine Sicherheitsprämie für einheimische Energieträger zahlen wollen und wie hoch sie sein darf. Das EEG für erneuerbare Energien und ein Sockelbergbau werden oft als solche „Prämien" verstanden.

Der Strukturwandel im Energiesektor nach der Vereinigung hat zu einem drastischen Rückgang der Beschäftigung im Energiebereich (Braunkohle) geführt. Durch den Einsatz der erneuerbaren Energien ist aber der Rückgang des Beschäftigungsniveaus abgebremst worden.

Die konkrete Entwicklung im Energiebereich lässt sich anhand von messbaren Nachhaltigkeitsindikatoren beschreiben. Die Indikatoren verdeutlichen den politischen Handlungsbedarf und bieten Ansatzpunkte, um politische Maßnahmen festzulegen. Die Bestandsaufnahme zeigt, dass Deutschland in vielen Bereichen auf dem Weg einer nachhaltigen Entwicklung ist. Erkennbar ist aber auch, dass die Anforderungen an Nachhaltigkeit, nicht zuletzt durch das Klimaproblem, wachsen. Diesem steileren Pfad zu folgen, wird komplizierter, schwieriger und aufwändiger werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine nachhaltige Entwicklung ein offener und dynamischer Prozess ist, über dessen Ausgestaltung auch in Zukunft diskutiert werden wird.

Literatur

[1] World Commission on Environment and Development (WCED) (1987) Our common future - Brundtland Report. Oxford, New York, Oxford University Press.

[2] United Nations (2002) Report of the World Summit on Sustainable Development. New York UN.

[3] Deutscher Bundestag (2002) Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung. Berlin, Deutscher Bundestag Referat Öffentlichkeitsarbeit.

[4] Deutsche Bundesregierung (2002) Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin, Deutsche Bundesregierung.

[5] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2006) Energiedaten 2006. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Referat III A 2, http://www.bmwi.de/Navigation/Technologie- und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html, März 2006.

[6] Bundesamt für Strahlenschutz (BFS) (2005) Handbuch Reaktorsicherheit und Strahlenschutz. 32. Ergänzung 12/05. Salzgitter, Bundesamt für Strahlenschutz.

[7] EU-Commission of the European Communities (2006) Energy Sector Inquiry. Draft Preliminary Report. EU-Commission of the European Communities, http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/.

[8] Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (2004) Verkehr in Zahlen 2004/2005. Hamburg, Deutscher Verkehrsverlag.

[9] Statistische Bundesamt (2005) Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland. Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.

[10] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2006) Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte. Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), www.erneuerbare-energien.de.

Die Vermarktung von Ökostrom im liberalisierten Strommarkt

Dr. Thomas E. Banning
Naturstrom AG
banning@naturstrom.de

Glaubt man den Umfrageergebnissen, so wollen drei von vier Bundesbürgern einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Schaut man auf die Kundenzahlen von Ökostromanbietern, so erkennt man, dass bestenfalls 1 % der Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland sich für den Bezug von Ökostrom entschieden haben.

Offensichtlich passt hier etwas nicht zusammen, klaffen Einstellung und konkretes Handeln weit auseinander. Weshalb haben Ökostromanbieter nicht mehr Erfolg? Was müssten sie unternehmen, damit sich mehr Kunden für Ökostrom entscheiden? Was sind überhaupt die Rahmenbedingungen, in denen ein Ökostromanbieter sein Geschäft entwickeln kann?

Bevor man sich mit den Möglichkeiten zur Vermarktung von Ökostrom auseinander setzt, gilt es zuerst einmal, sich mit den allgemeinen Möglichkeiten zur Vermarktung von Strom in Deutschland als unabhängiger Energieanbieter zu beschäftigen.

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes

Zwar hat der deutsche Bundestag im April 1998 die Liberalisierung des Strommarktes beschlossen, doch muss man feststellen, dass diese Liberalisierung aufgrund unzureichender Rahmenbedingungen nicht funktioniert hat. Von vielen Unternehmen, die euphorisch in diesen neuen Markt gestartet sind, sind aktuell nur noch vier Unternehmen als bundesweite Anbieter tätig. Alle vier Gesellschaften bieten ein Angebot, das in irgendeiner Form mit dem Begriff Ökostrom zusammenhängt.

Auf der Suche nach den Gründen fallen folgende Aspekte ins Auge:

Die Politik hatte zwar prinzipiell die Wege für unabhängige Anbieter von Strom geebnet, dabei aber vergessen, die entsprechenden Rahmenbedingungen neu zu definieren, unter denen ein solches Angebot überhaupt möglich ist.

Will ein unabhängiger Energieanbieter Strom an einen Gewerbekunden oder an einen Privathaushalt liefern, so muss dafür das vorhandene Stromnetz in Deutschland genutzt werden. Die Eigentümer dieses Stromnetzes sind seit eh und je auch die Anbieter von Strom in ihrem Netzgebiet – und wollen dies auch bleiben. Interesse an einem sich bildenden Wettbewerb haben sie verständlicherweise nicht. Insofern verwundert es, dass der Gesetzgeber es ihnen überlassen hat, die Rahmenbedingungen selbst festzulegen, die für Drittanbieter bei der Nutzung der Infrastruktur anfallen. Mit der sogenannten „Verbändevereinbarung“ hat sich die klassische Stromwirtschaft untereinander geeinigt, zu welchen Bedingungen und Preisen und mit welchen formalen Abläufen eine Strombelieferung in fremden Netzen möglich ist.

Es liegt auf der Hand, dass bei einem solchen Vorgehen die Netzbetreiber die Rahmenbedingungen so gesteckt haben, dass jeweils der Netzbetreiber in seinem Netzgebiet frei agieren und die Preise für die Netzdurchleitung frei definieren kann. Indem man die Preise für die Netznutzung möglichst hoch ansetzt, wird erreicht, dass ein netzunabhängiger Anbieter nicht wettbewerbsfähig liefern kann. Ein Blick in die Jahresabschlüsse von Energieversorgungsunternehmen in den letzten Jahren zeigt, wie sich dieses auf die Ergebnisse in verschiedenen Sparten ausgewirkt hat. Im Bereich Netze werden – sofern überhaupt den gesetzlichen Vorgaben für eine Spartenberichtserstattung Folge geleistet wird – hohe Gewinne ausgewiesen, im Vertrieb dagegen Verluste und im Bereich der Energieerzeugung moderate Gewinne.

Es ist nicht sehr weit hergeholt zu vermuten, dass hier ganz bewusst eine Quersubventionierung innerhalb der jeweiligen Unternehmen stattgefunden hat, d.h. dass durch erhöhte Netzentgelte und Dumpingpreise auf der Vertriebsseite dafür gesorgt wurde, dass ein Wettbewerber erst gar nicht zum Zuge kommt, und wenn doch, dann nur zu unwirtschaftlichen Bedingungen. Ergebnis war, dass die meisten Neugründungen nach einigen Jahren insolvent wurden und dass ausländische Energieversorger, die in dem deutschen Markt eingetreten waren, mit erheblichen Verlusten ihre Geschäfte wieder verkaufen mussten. Zielführend für einen ausländischen Energiekonzern war nur, sich an einem starken deutschen Partner zu beteiligen, wie dies beispielsweise das französische Staatsunternehmen EDF bei der EnBW getan hat oder der schwedische Konzern Vattenfall bei der ostdeutschen Energieversorgung erreichte.

Die systematische Benachteiligung neuer Anbieter im Strommarkt entstand außer durch die überhöhten Netzentgelte auch über einen Informationsvorsprung der bisherigen Anbieter. Dies hängt damit zusammen, dass der Gesetzgeber das Monopol des Zählens und Messens bei den Netzbetreibern, also bei der klassischen Energiewirtschaft beließ. Dies führte dazu, dass unabhängige Stromanbieter auf die Weitergabe der entsprechenden Zählerdaten, die das alles entscheidende Informationsmittel in der Energiewirtschaft darstellen, angewiesen waren. Eine rechtlich fast einmalige Situation: Neue Lieferanten durften zwar liefern, aber entgegen den Regeln des BGB die Liefermenge nicht selbst feststellen.

Mit der Begründung, dass im Rahmen von Umorganisationen oder Zusammenlegung mehrerer Energieversorger die Daten nicht mehr auffindbar seien, wurden die notwendigen Daten aber nicht, oder nur extrem zeitverzögert, durch die etablierte Stromwirtschaft zur Verfügung gestellt. Ein unabhängiger Energieversorger, wie die Naturstrom AG, konnte mit vielen seiner Kunden keine endgültige Abrechnung tätigen, d.h. immer nur auf Basis von Abschlägen agieren. Dies mag im Privatkundenbereich für eine gewisse Zeit hinnehmbar sein, doch wenn man auch nach dem zweiten oder dritten Jahr keine Abrechnung liefern kann, unterstellt der Kunde, dass der neue Lieferant unvermögend sein muss – denn früher hat es die Abrechnungen pünktlich jedes Jahr gegeben. Natürlich kann und wird man als Stromanbieter dann seine Kunden auffordern, selbst die Zähler abzulesen und zu melden, so dass auf dieser Basis Jahresrechnungen erstellt werden können. Dies führt aber zu nicht unerheblichen Extrakosten und beinhaltet immer noch das Risiko, dass der Netzbetreiber andere Werte zu einem späteren Zeitpunkt nennt, welche dann aufgrund der gesetzlichen Vorgaben als verbindlich gelten.

Unmöglich ist eine solche Informationspolitik aber im Bereich der gewerblichen Kunden. Hier kann man als Anbieter nicht mit standardisierten Lastprofilen agieren, sondern muss die Viertelstundenwerte der Leistungsinanspruchnahme möglichst genau kennen und prognostizieren, denn nur wenn man möglichst genau die in der jeweiligen Viertelstunde benötigte Strommenge bereitstellt, kann man seine Kalkulation erfüllen. Jede Abweichung nach oben oder unten führt zu Mehrkosten bei den entsprechenden Anbietern und somit zur Unwirtschaftlichkeit des Angebotes.

Dass es angesichts solcher Wettbewerbsverzerrungen sieben Jahre gedauert hat, bis durch die Politik weitere Schritte in Richtung Regulierungsbehörde für den Strommarkt ergriffen wurden (und auch das nur aufgrund entsprechender Vorgaben seitens der Europäischen Gemeinschaft), ist eigentlich nur als skandalös zu bezeichnen. Wenn man dann aber auch die weitere Unterstützung der Politik für die großen Energiekonzerne in Deutschland in Betracht zieht (Unterstützung der Fusion von E.ON und Ruhrgas) und die zumindest teilweise bekannt gewordenen finanziellen Leistungen der Energiewirtschaft für einzelne Politiker und Parteien, so wird schnell deutlich, dass eine wirkliche Liberalisierung und ein Aufbau unabhängiger Stromanbieter überhaupt nicht gewollt war.

Ergebnis des Prozesses von mehreren Jahren sogenannter Liberalisierung war nicht, dass es zu einem verbesserten Wettbewerb, sondern ganz im Gegenteil, dass es zu einer Konzentration und Oligopolbildung in der deutschen Stromwirtschaft kam. Die großen Energiever-

sorger, die die Hoch- und Höchstspannungsebene komplett kontrollieren, etwa die Hälfte der Stromabnehmer direkt beliefern und vor allem etwa 90% der Erzeugungskapazität in Deutschland kontrollieren, haben sich bei einer Vielzahl von Stadtwerken (davon gibt es in Deutschland offiziell noch annähernd 900) direkt oder indirekt beteiligt, gerne wenn möglich mehrheitlich, soweit dieses politisch nicht durchsetzbar war dann eben durch eine Minderheit. Bereits durch eine minderheitliche Beteiligung oder aber auch durch eine Beherrschung sämtlicher umliegenden Netzbereiche eines Stadtwerkes wird ein so hoher Einfluss auf das jeweilige Stadtwerk ausgeübt, dass dieses sich nicht mehr unabhängig von den Interessen des entsprechenden Energiekonzerns bewegen kann.

Besondere Rahmenbedingungen für Ökostromanbieter

Sämtliche dieser Entwicklungen, die man allgemein im Bereich des Strommarktes in den letzten Jahren beobachten konnte, sind selbstverständlich auch die Rahmenbedingungen für eine Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Erschwerend kommt in diesem Fall noch hinzu, dass die klassischen Energieversorger, und das bedeutet sowohl die vier großen Konzerne als auch eine überwiegende Zahl der Stadtwerke, kein Interesse an einem Ausbau der erneuerbaren Energie oder zumindest der dezentralen Energieversorgung haben, denn sie befürchten (zu Recht), dass es dann zu einer Schmälerung ihrer eigenen Marktmacht kommt.

Dass dennoch unabhängige Ökostromanbieter überlebt haben, ist vor allem der Tatsache zu verdanken, dass für die Kunden dieser Unternehmen nicht im Vordergrund stand, sofort günstigere Preise erhalten zu können, sondern dass hier der Wunsch nach einer Veränderung in der Energieversorgung hin zu dezentralen und erneuerbaren Energien den Antrieb darstellt. Erfreulicherweise ließen sich die meisten dieser Kunden nicht durch die von der etablierten Energiewirtschaft provozierten Probleme verschrecken. Inzwischen ändert sich aufgrund der deutlichen Preiserhöhung im Strommarkt die Situation dahingehend, dass Ökostrom nicht unbedingt teurer sein muss als konventioneller Strom. Diese ökonomische Dimension wird sich zukünftig weiter verbessern, da Energiepreise aus konventionellen Kraftwerken langfristig steigen, während sich die Kosten zur Stromproduktion aus regenerativen Quellen immer weiter reduzieren werden.

Ein besonderes Problem für einen Ökostromanbieter ist aber die beschriebene deutliche Differenz zwischen den Einstellungen und dem konkreten Handeln der Kunden. In Deutschland haben bisher etwa 5% aller Kunden jemals ihren Stromanbieter gewechselt, von diesen haben sich gut 20% für Ökostrom entschieden, was eine zumindest nicht uninteressante Quote ist. Die Zahlen verdeutlichen aber auch, dass 95% der Kunden alles so belassen haben, wie es immer war. Aus Marketingsicht ist dies relativ einfach zu erklären: Bei Strom handelt es sich um ein low involvement product, also um ein Gut, das aus Sicht der Kunden einfach vorhanden ist und um das man sich nicht groß kümmert. Es gehört zum normalen Lebensstandard in Deutschland, jederzeit und in beliebiger Höhe auf ein Stromangebot zurückgreifen zu können.

Es muss also ein besonderer Grund vorliegen, um sich mit diesem Thema überhaupt zu beschäftigen und dann sogar die Entscheidung zu treffen, den Stromanbieter zu wechseln. Ein solcher Grund kann in einem günstigeren Preis liegen, dies ist beispielsweise die Strategie, die durch Yellow (zum EnBW-Konzern gehörend) ergriffen wurde. Aus den zuvor beschriebenen Gründen bietet sich so in den letzen Jahren aber keine Chance auf einen wirtschaftlichen Erfolg. Dieser Weg konnte nur durch Unternehmen beschritten werden, hinter denen sehr starke Kapitalgeber standen.

Eine zweite Möglichkeit stellt die Produktdifferenzierung über Qualitätsmerkmale dar. Nun ist aber Strom technisch nicht zu differenzieren, wie ein Audi A 8 zu einem VW Polo, sondern hat bestimmten technischen Normen zu genügen. Erst durch die Berücksichtigung der Umweltaspekte, d.h. der Folgen, die bei der Erzeugung und Verteilung von Strom entstehen, kann eine Differenzierung erfolgen. Leider ein komplexes Thema, das man nicht in zwei Sätzen vermitteln kann. Ein Thema, das nicht einmal Lust bereitet,

denn man beschäftigt sich eher damit, dass man etwas Schönes wie einen Strandurlaub oder ein neues Handy haben möchte, als damit, dass man die negativen Folgen des eigenen Konsums begrenzen will.

Die Aufgabe eines Ökostromanbieters ist es, in einem ersten Schritt die Kunden zu finden, die sich aufgrund ihres umweltpolitischen Engagements oder aufgrund ihres sonstigen Verhaltens als engagierter Bürger mit einem so komplexen Thema wie den (teilweise erst langfristig und auch nur im weltweiten Kontext zu erfassenden) Auswirkungen der Stromproduktion beschäftigen. Typische Zielgruppen sind insofern umweltengagierte Bürger und Menschen mit einem besonderen Interesse an globalen Zusammenhängen und an der Verantwortung für zukünftige Generationen, zum Beispiel junge Familien oder auch die Generation der Großeltern, die über die Zukunft der nachfolgenden Generationen nachdenken.

Zusätzlich lässt sich natürlich auch an aktuelle gesellschaftliche oder politische Situationen anknüpfen. Wenn Russland in zwei Wintern nacheinander die eigene Macht als Energielieferant nutzt, um Nachbarstaaten zu einem gewünschten Verhalten zu bewegen, so gibt das den Menschen in unserem Lande ebenso zu denken, wie kriegerische Auseinandersetzungen in Regionen, in denen besonders hohe Vorkommen an fossilen Energien erwartet werden. Insofern ist die gesellschaftliche Beschäftigung mit Energiethemen, sei es in der Politik oder in den Medien, wichtiger Nährboden, auf dem Ökostromanbieter ihr Angebot besser vermarkten können. Für unser Unternehmen ist der durch Gewinnmaximierung geprägte Versuch der Energiekonzerne, eine Verlängerung der Laufzeiten von Nuklearkraftwerken durchzusetzen, eine Chance, weitere potentielle Kunden zu erreichen und zu einem Lieferantenwechsel zu bewegen. Damit dies funktioniert, bieten wir für solche Wechsler derzeit einen Sondertarif „Anti-AKW“ mit besonders günstigem Preis von nur 18,75 Cent je kWh, inklusive aller Steuern, an. Denn trotz aller guten Effekte von Ökostrom: Der Preisunterschied darf nicht zu groß sein!

Die Naturstrom AG als Anbieter im Ökostrommarkt

Die Naturstrom AG wurde im April 1998, also zeitgleich mit den politischen Entscheidungen in Berlin, gegründet. Die Gründer kamen aus einem umweltpolitischen Kontext. Das Unternehmen sollte auf ein breites, durch viele Bürger getragenes Fundament gestellt werden, weshalb man sich für die Rechtsform der AG entschied, auch um möglichst schnell möglichst viel Kapital einzusammeln, mit dem eine Energiewende begleitet werden kann. Aktuell sind über 830 Aktionäre am Unternehmen beteiligt.

Das Produkt Naturstrom ist vom Grüner Strom Label e.V. mit dem Label in Gold zertifiziert. Das Grüne Strom Label wird getragen von namhaften Umweltverbänden und dient der Orientierung für Verbraucher darüber, was eigentlich ein gutes Ökostromangebot ausmacht. Das Produkt Naturstrom zeichnet sich dadurch aus, dass es gleich zwei Anforderungen erfüllt:

1. Der Strom wird komplett aus regenerativen Quellen geliefert.

2. Im Preis für den verkauften Strom wird ein Aufschlag zum Ausbau der regenerativen Energieversorgung berücksichtigt, d.h. die Kunden zahlen freiwillig etwas mehr, als für die eigentliche Strombelieferung notwendig wäre. Dies ist logisch und konsequent, da nur durch den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen auf das Weiterbetreiben oder gar den Neubau von fossilen oder nuklearen Großkraftwerken verzichtet werden kann und da nur so zumindest der Ansatz eines Gegengewichts zu den Monopolgewinnen der klassischen Energiewirtschaft seit mehr als 50 Jahren gelegt werden kann.

Aktuell werden durch die Tochtergesellschaft NaturStromHandel GmbH gut 7.000 Kunden versorgt. Des Weiteren fanden immerhin 18 Stadtwerke Naturstrom so überzeugend, dass diese sich entschieden, dieses Produkt ihren eigenen Kunden anzubieten, so dass sich bundesweit insgesamt über 12.000 Haushalte, Gewerbebetriebe und Gemeinden für „Energie mit Zukunft“ entschieden haben.

Seit 1999 wurden aufgrund des zuvor erläuterten, im Strompreis enthaltenen Förderbetrages mehr als 130 neue regenerative Erzeugungsanlagen ans Netz gebracht, die ohne die Unterstützung der Naturstrom AG und ihrer Kunden nicht oder zumindest nicht zu dem jeweiligen Zeitpunkt errichtet worden wären. Es ist ein schönes Ergebnis, dass inzwischen in diesen neu errichteten Anlagen jährlich etwa so viel Strom produziert wird, wie die Naturstrom-Kunden verbrauchen.

Die notwendige Energiewende kann übrigens jeder ganz einfach mitgestalten – das Formular zum Wechsel ist schnell ausgefüllt, um alles andere kümmert sich Ihr neuer Ökostromlieferant. Und je mehr Menschen sich umorientieren, um so schneller kann ökologisch und ökonomisch ein merklicher Fortschritt erzielt werden.

Lernen am Markt – Die Bedeutung anwendungsnaher Forschung in gemeinsamer Verantwortung mit der Industrie

Dr. Thomas Schott
ZSW
thomas.schott@zsw-bw.de

Wenn die erneuerbaren Energien bis Mitte dieses Jahrhunderts eine entscheidende Rolle im Energiemix spielen sollen, ist es notwendig, langfristige Prognosen zur Entwicklung der Energiemärkte abzugeben. Dabei spielt die Forschung und Entwicklung eine strategische Rolle. Deutschland hat in allen Bereichen der erneuerbaren Energien bereits wichtige Marktentwicklungen eingeleitet und den erweiterten Energiemix vorbereitet. Angesichts der zu erwartenden Schwierigkeiten der konventionellen Energieversorgung Versorgungssicherheit zu gewährleisten und wegen fortschreitender Klimabelastung ist ein Zögern bei der Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung nicht zu verantworten.

Die Rolle des EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als Motor der Entwicklung bewährt, da es die wichtigsten treibenden Marktkräfte unterstützt:

- Das EEG schafft Sicherheit für die Finanzierung durch gesicherte Erträge für den Anlagenbetreiber.
- Für die Anlagenanbieter bewegt sich das Marktgeschehen unter hartem Kostendruck sowohl wegen der Konkurrenz als auch durch die Vorgabe der stetigen Degression der Einspeisevergütung.
- Damit wird neben der Marktnachfrage ein hoher Druck erzeugt, Innovationen zeitnah umzusetzen.

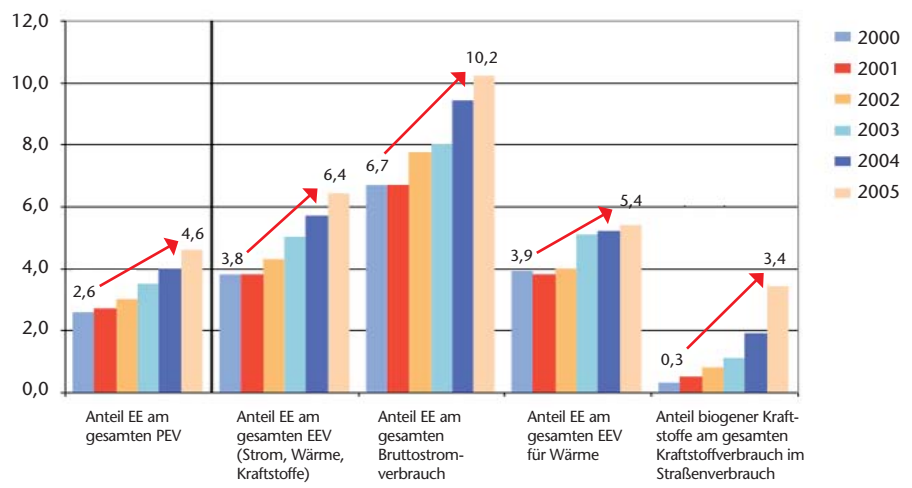


Abbildung 1
Beschleunigung der Marktentwicklung durch das EEG
Quelle: BMU 2006

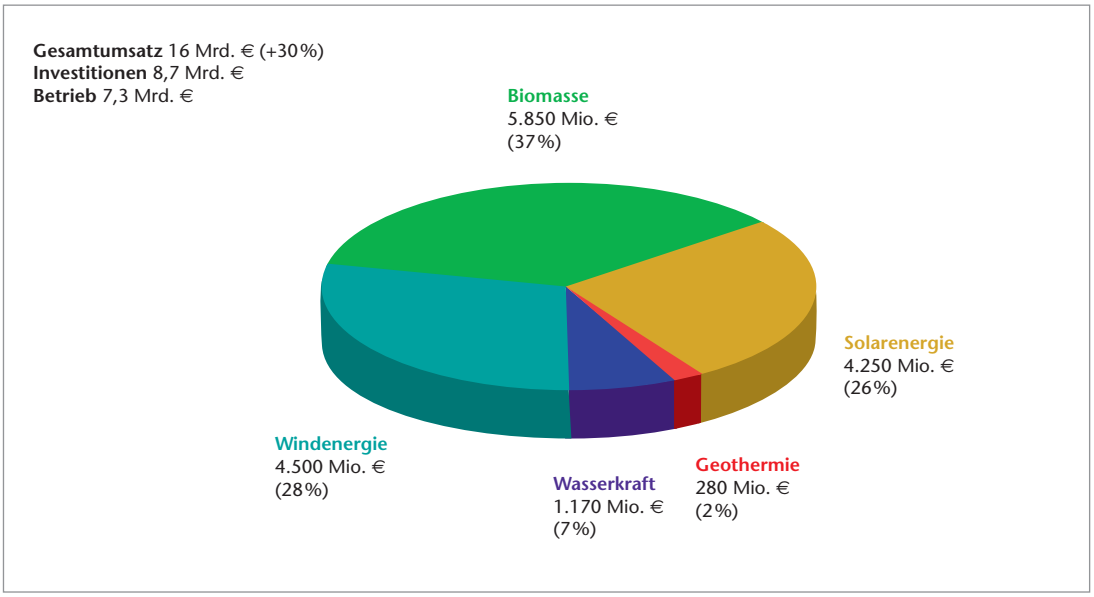


Abbildung 2
Umsatz mit erneuerbaren Energien in Deutschland 2005

Quelle: Frithjof Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien / Hrsg.: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg

Diese Marktentwicklung zeichnet sich auf breiter Front mit zunehmender Beschleunigung ab *(Abb. 1)*. Die gegenwärtige Dynamik wird auch sichtbar an den Erfolgen in der Schaffung neuer Arbeitsplätze, die 2006 die 200.000-Grenze bereits deutlich überschritten haben *(Abb. 2)*.

Die öffentliche Forschungsförderung wird sowohl in Deutschland als auch im Programm der Europäischen Union dieser Anforderung noch nicht gerecht. Auch hier müssen deutliche Wachstumsimpulse kommen, wenn die deutsche Forschung zusammen mit der Industrie die anstehenden Herausforderungen bewältigen soll. Vergleiche mit Kernenergie oder konventionellen fossilen Energien zeigen, dass in der Forschungsförderung nach wie vor die erneuerbaren Energien faktisch eben doch noch nicht die Rolle spielen, die ihnen in der politischen Rhetorik bereits zugewiesen wird.

Dies gilt auch für die Energiewirtschaft, die das Potenzial der erneuerbaren Energien im Energiemix mit der Begründung einer aktuell nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit stark relativiert. Die Investitionsentscheidungen der konventionellen Energiewirtschaft bei der anstehenden Erneuerung des Kraftwerkparks binden langfristig enorme volkswirtschaftliche Mittel und gestalten die Energieinfrastruktur auf lange Sicht unflexibel.

Auch bei der Ermittlung der volkswirtschaftlichen Differenzkosten[1], die aus den im EEG erfassten Technologien ermittelt werden, werden von der Politik wesentliche ökonomische Parameter nicht berücksichtigt.
So erzielt nach nur 15 Jahren Entwicklung bereits heute die Herstellerbranche der Windenergie (typischerweise Maschinenbau) einen rasch steigenden Anteil an Erträgen aus dem Export von Anlagentechnik, deren Kosten ja keineswegs aus dem EEG sondern von ausländischen Kunden voll finanziert werden *(Abb.3)*.

Damit tritt ein Sekundäreffekt ein, der deutlich zusätzliche Arbeitsplätze schafft und als volkswirtschaftliche „Dividende" der Marktförderung durch EEG schon heute zu Buche schlägt. Dieser „Gewinn" wird auch bei allen anderen erneuerbaren Technologien eintreten, wenn es gelingt, die Technologieführerschaft zu erreichen und auch über einen längeren Zeitraum zu halten *(Abb.4)*.

[1] Differenz zwischen den Kosten für die Bereitstellung konventioneller Energien aus Kohle, Ergas, Erdöl, Kernenergie und den Kosten für Energien aus erneuerbaren Energiequellen.

Abbildung 3
Die Dividende der volkswirtschaftlichen Lernkosten kommt mit dem Export deutlich früher als im heimischen Energiemarkt

	Nur Deutschland	Welt ohne Deutschland	Gesamt	%- Anteil Deutschlands am Weltmarkt
Installierte Leistung in MW	2.037	5.575	7.612	27%
Umsatz der Windindustrie Mio. €	1.823	4.460	6.283	29%
dt. Wertschöpfung Windindustrie Mio. €	1.300	1.847	3.146	50%
dt. Wertschöpfung Projekt-entwickler Mio. €	547		547	
dt. Wertschöpfung Betrieb Mio. €	714		714	
dt. Wertschöpfung Gesamt Mio. €	2.562		4.408	

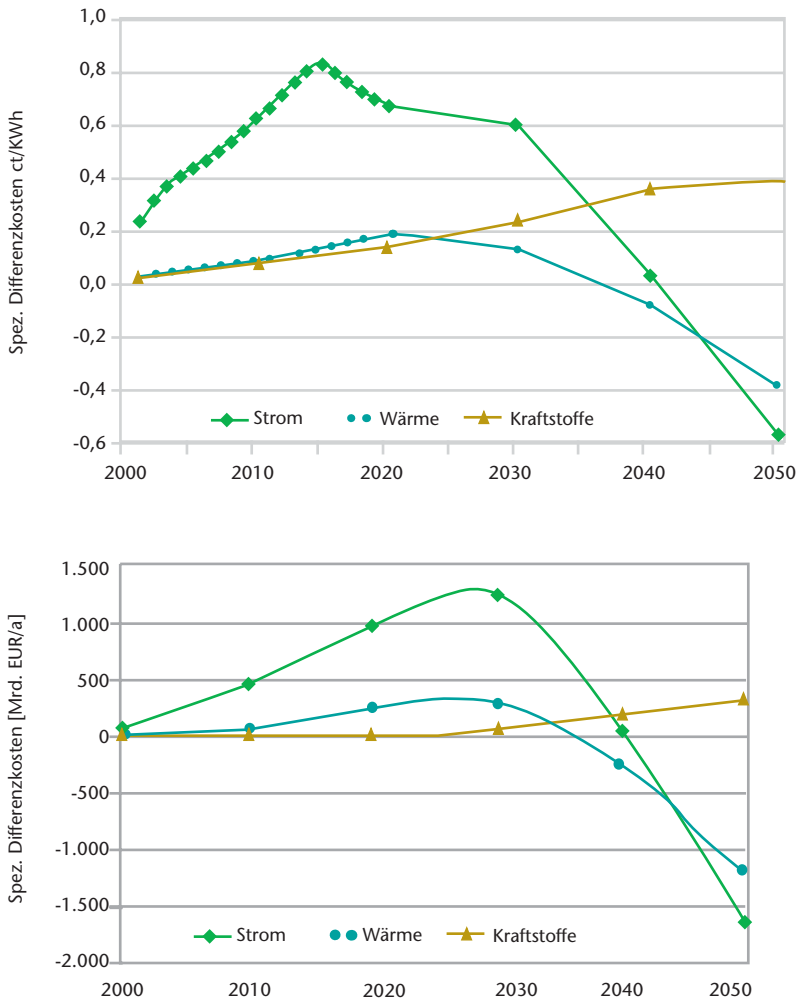


Abbildung 4
Die Dynamik der Lernkosten: Verlauf der Differenzkosten erneuerbarer Enegien in ct/kWh (oben) und in Mrd. € pro Jahr (unten) im Szenario Naturschutz Plus II bei einer mittleren Preisentwicklung für die konventionelle Energiebereit-stellung Zum Vergleich: Gewinn von RWE in 2005 beträgt 6,2 Mrd. €

Wachstum und industrielles Lernen

Bei der Frage welches Wachstum optimal wäre muss man folgende Punkte berücksichtigen:

1. Nur mit Wachstum ist ein industrieller Lerneffekt zu erreichen. Bei Nullwachstum wird auch kein technologischen Fortschritt eintreten.

2. Das Wachstum darf aber nicht so hoch sein, dass die eigentlichen technologischen Lerneffekte nicht in ausreichendem Umfang in die Neuinvestitionen der Produktionstechnik einfließen können.

3. Hohe Nachfrage entfaltet eine starke Investitionsdynamik und großen Konkurrenzdruck.

4. Zu extremer Konkurrenzdruck erschöpft aber das Know-how und überdehnt das Forschungs- und Entwicklungspotenzial.

5. Upscaling von Fabrikation macht Sinn, solange Lerneffizienz die größere Fabrik optimiert.

Eine erste Schätzung könnte lauten, dass 20-30% Wachstum pro Jahr ein guter Ansatz wäre. Dies würde dann in der Lernkurve auch den nötigen Fortschritt ermöglichen. Für ein Kostenziel von 0,2 €/kWh Stromproduktionskosten in 20 Jahren am Beispiel Photovoltaik *(Abb.5)* würde dies mit einem ökonomischen Umsatzwachstum von ca. 15-20% der Branche verbunden sein. Dies scheint ein ausreichender Anreiz zu sein für die bedeutenden Investitionen der Branche in Produktionskapazitäten und für weitere Forschung und Entwicklung.
Fazit: 25-35% Mengenwachstum pro Jahr wären optimal.

Wie die inzwischen konkret entstehenden Märkte erwiesen haben, ist das EEG eben deshalb so effektiv, weil es dem Endkunden eine sichere Amortisation gewährleistet und er dabei einen Qualitätsdruck in Richtung garantierter Leistung der Anlage ausübt. Gleichzeitig entsteht wegen der vorgegebenen jährlichen Vergütungsdegression für den Hersteller ein massiver Entwicklungs- und Konkurrenzdruck. Dies ist das Erfolgsrezept des EEG.

Die vielfach geäußerten Kommentare, dass über das EEG auch eine „Bereicherung" der Branche durch „Subvention" verursacht würde, greifen nicht, da es gerade darum geht, eine Industrie

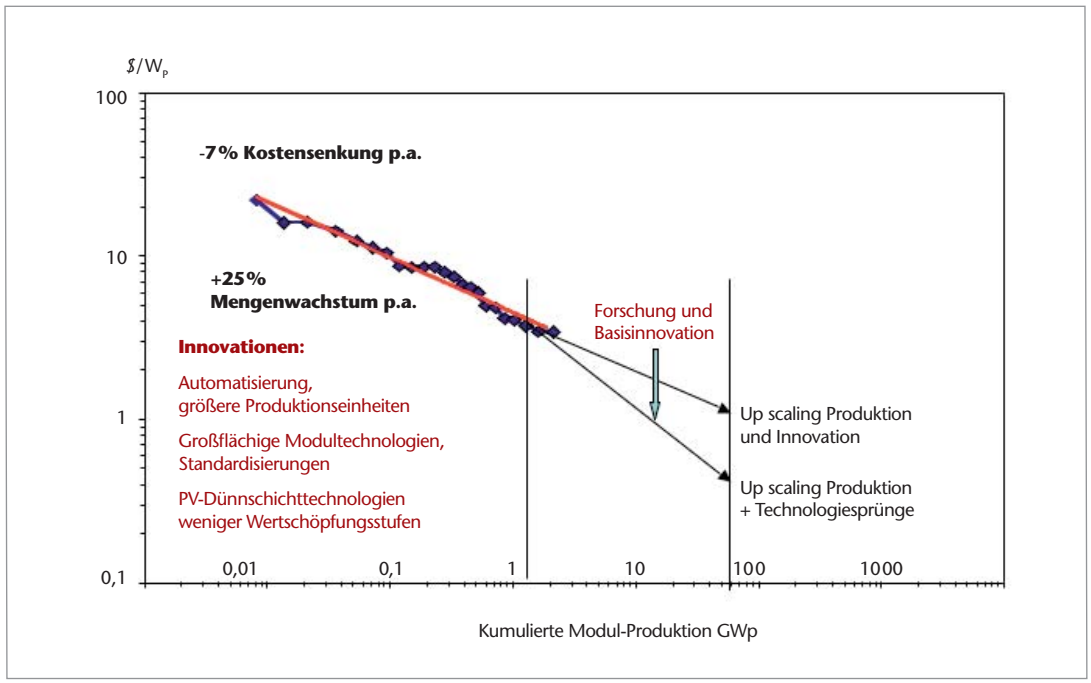


Abbildung 5
Lernkurve am Beispiel Photovoltaik / Modulpreise 1973 bis heute
Quelle: Fraunhofer ISE

aufzubauen und dies vor allem beschleunigt. Eine Industrie bekommt man aber nur, wenn Gewinne in Aussicht stehen. Preiskontrolle entsteht dabei im Wesentlichen durch Konkurrenzdruck. Diesen Aspekt verhindert das EEG nicht, sondern unterstützt ihn weit mehr als jedes andere Marktmodell (Quotenmodelle etc.).

Wie „tickt" das EEG ?

Das EEG beschleunigt die Nachfrage durch:

- früheren Investitionsanreiz (kein Warten auf bessere Zeiten)
- langfristig sichere Kalkulation für den Kunden

Das EEG bewirkt auf Seiten der Anbieter:

- Die Anlageneffizienz ist vorrangig gegenüber der Abschreibung, damit entsteht hoher Anbieter-Wettbewerbsdruck
- Die vorgegebene Ertragsdegression bewirkt einen hohen Preissenkungs- bzw. Innovationsdruck
- Standortbindung durch Marktprogramm

Das EEG reagiert industrieseitig aber auch empfindlich:

- Herstellerinvestitionsentscheidungen sind extrem vom Marktwachstum abhängig, da Kostendegression nur bei gesichertem Up-Scaling zu bewältigen ist.
- Up-Scaling der Fabrikgrößen ist zwar rasant aber auch sehr riskant.
- Die Kosten-Degression des EEG ist rein zeitlich und nicht Lernkurven-definiert, d. h. die Degression vollzieht sich wachstumsbezogen.
- Kontinuität nationaler politischer Rahmenbedingungen ist zwar im Falle des EEG gesetzlich gesichert aber diese Rahmenbedingungen unterliegen einer energiepolitischen Diskussion, die zu veränderten Rahmenbedingungen führen kann.

Beispiel Photovoltaik

Die Photovoltaik ist die Technologie mit dem langfristig größten und globalen Potenzial unter den erneuerbaren Energien. Andererseits ist sie aber auch noch am weitesten von der Wirtschaftlichkeit entfernt, erfordert also die größten Anstrengungen. Die bisherige Entwicklung nach wichtigen Parametern wie Wirkungsgrad der Solarzellen oder Reduktion an teuren Materialien folgt einer „Lernkurve", die extrapoliert in der nächsten Dekade bei einer Verzehnfachung des weltweiten Produktionsvolumens jeweils eine Halbierung der Herstellkosten erwarten lässt.

Photovoltaikbranche und Photovoltaikforschung haben in den letzten Jahren durch gemeinsame Kooperationen Deutschland die Technologieführerschaft gesichert. Dies basiert wesentlich auf langfristig angelegter öffentlicher Forschung, die mit ihren Vorlauf-Entwicklungen der Industrie beschleunigt Innovation anbieten kann und damit das Risiko für die Investoren am Standort Deutschland mindert.

Natürlich sind auf der Lernkurve auch Schwankungen unvermeidlich. Sie hängen mit Produktionszyklen zusammen, die in komplexen Branchen mit ganz verschiedenen Wertschöpfungsstufen überall vorkommen können.
In 2004/2005 war dies bei den Modulpreisen offensichtlich der Fall, verursacht durch eine vorübergehende Verknappung von Rein-Silicium für Solarzellen *(Abb. 6)*. Aus solchen kurzfristigen Schwankungen lassen sich aber, wie viele Untersuchen zu langfristigen Lernkurven in ganz unterschiedlichen Wirtschaftszweigen belegen, keine grundsätzlich abweichenden Tendenzen begründen.

Wirkungsgrad als Hauptparameter

Wichtig sind natürlich auch die Beobachtungen zu langfristigen Entwicklungen aus technologischer Sicht. Ein Hauptparameter der Photovoltaik ist der Wirkungsgrad der einzelnen Solarzellentechnik. Die historische Entwicklung *(Abb. 7)* belegt auch hier den relativ stetigen Prozess einer Steigerung der technischen Qualität.

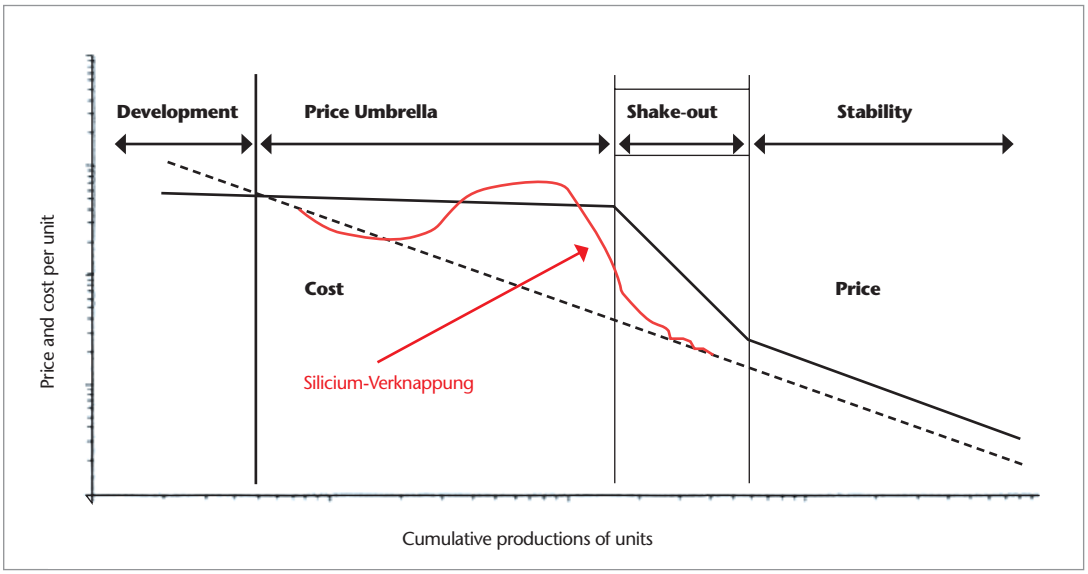


Abbildung 6
Marktdynamik in Lernkurven: Anstieg der Modulpreise durch Verknappung von Rein-Silicium
Quelle: U.Claeson 1999

Ein wichtiger Punkt ist dabei die Überführung von Laborresultaten in Form von „Weltrekorden" in die Produktionspraxis, ein Prozess, der durchschnittlich zehn Jahre benötigt. Auch hier ist zu beachten, dass dieser Transfer nur über große Investitionen in Vorlaufentwicklung von Anlagentechnik funktioniert, die ihrerseits nur bei entsprechenden Erträgen der Industrie aus dem Marktgeschehen verfügbar sind.

Ein theoretischer Forschungsvorlauf ohne paralleles Engagement einer Industrie würde also niemals den entsprechenden Erfolg haben.

Markt und Forschung müssen parallel und in dynamischer Wechselwirkung arbeiten. Auch aus dieser Warte betrachtet, ist ein längerfristiges mittleres Mengenwachstum des Photovoltaikmarktes von 20 - 30% pro Jahr vermutlich optimal.

Als Beispiel einer Entwicklung wird das wichtiger werdende Marktsegment Dünnschichttechnologie in der Photovoltaik betrachtet. Hier greift neben der Wirkungsgradsteigerung noch ein anderer Effekt (der bei der auf Siliciumwafern basierenden Modultechnik so nicht auftritt).

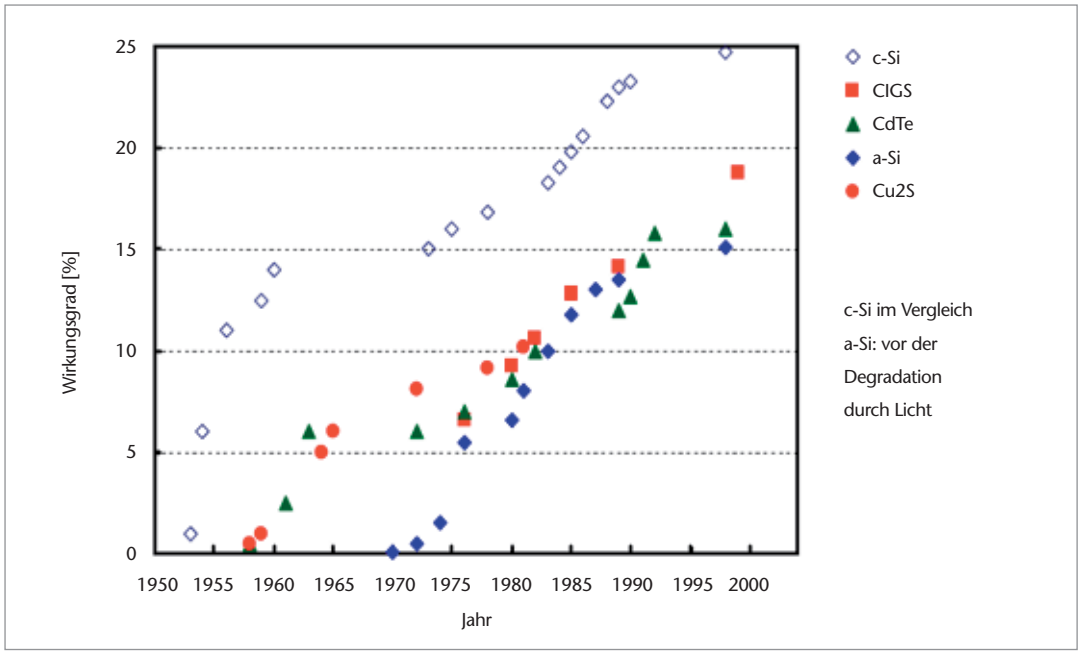


Abbildung 7
Wirkungsgradentwicklung über 50 Jahre

Quelle: H.W. Schock, F. Pfisterer, Thin Film Solar Cells: The early Years

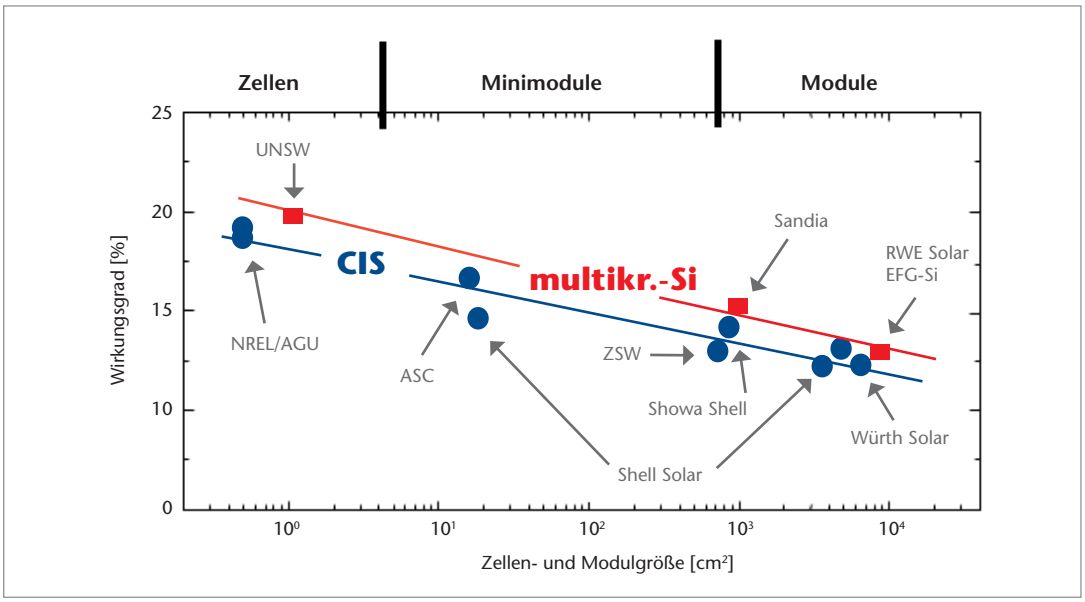


Abbildung 8
Modul-Wirkungsgrade von CIS- und mc-Silicium-Solarzellen verschiedener Hersteller in Relation zur Modulfläche
Quelle: ZSW, Powalla 2003

Die Dünnschichtverfahren müssen für Kosteneffizienz auf große Modulflächen und raschen Durchsatz in teuren Beschichtungsanlagen optimiert werden. Diese Flächenvergrößerung der produzierten Module ist negativ korreliert mit dem Wirkungsgrad *(Abb. 8)*. Daher muss ein erheblicher Entwicklungsaufwand dort betrieben werden, wo die Beschichtungstechnik vom Labor oder Technikumsmaßstab auf die zu produzierende Fläche des Moduls hochskaliert werden muss. Am Beispiel der CIS-Technik (CIS ist die Abkürzung für einen Kupfer-Indium-Schwefel/Selen-Verbindungshalbleiter) war dies in den vergangenen 15 Jahren eine Hochskalierung der gesamten Technik um den Faktor 100! Diese Skalierung kann natürlich nur in einer engen Zusammenarbeit mit der produzierenden Industrie geschehen. Die CIS-Technik konnte mit diesen Anstrengungen in den letzten Jahren auf Wirkungsgrade gebracht werden, die den Bereich der heute üblichen multikristallinen Siliciummodule erreichen.

Eine weitere wichtige Skalierung betrifft die Fabrikgröße, die sich aus der Technik und am möglichen Marktanteil orientieren muss.

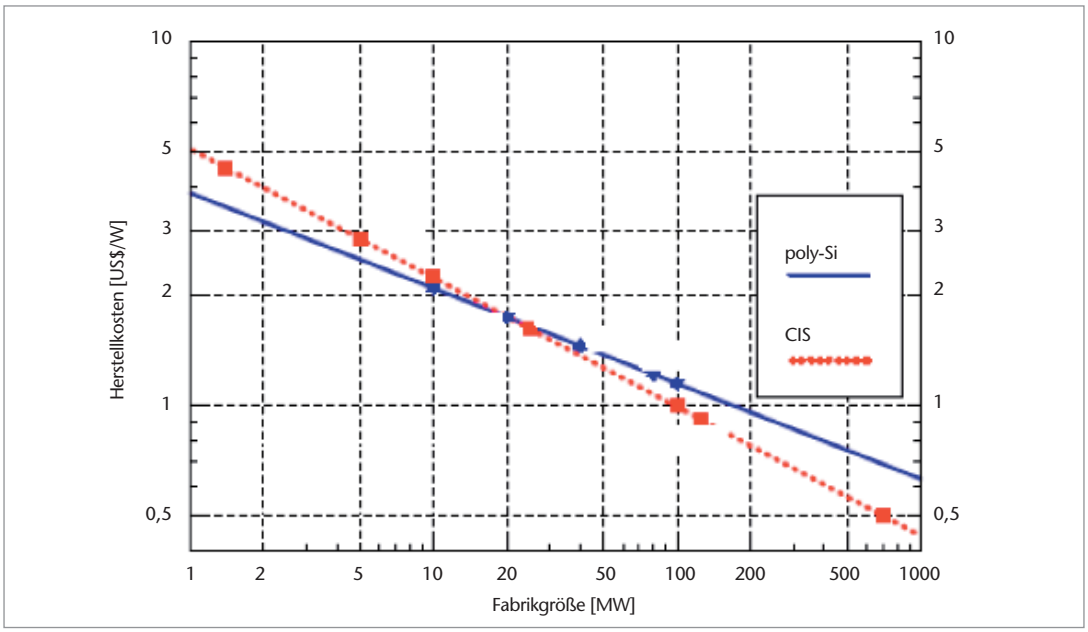


Abbildung 9
Kostendegression als Funktion der Fabrikkapazität

Quelle: W. Krewitt, M. Nast, J. Nitsch, DLR März 2005

Dass hier eine eigene Dynamik entfaltet werden muss, sieht man an der derzeit raschen Entwicklung zu größeren Fabriken. Heute sind in der Siliciumtechnik Fabriken mit mehreren Hundert MW Kapazität im Visier. Dabei spielt auch der spezifische Kostenvorteil unterschiedlicher Technologien eine große Rolle. In *Abb. 9* wird dies anhand eines Vergleichs der Siliciumtechnik zur CIS-Dünnschichttechnik dargestellt.

Nimmt man die Zahlen der industriellen Marktentwicklung der Photovoltaik und der weiteren Perspektive, so müssen die Anstrengungen in Forschung und Entwicklung ebenfalls wesentlich gesteigert werden. Dies gilt gleichermaßen für die öffentliche wie unternehmerische Forschung. Nimmt man eine bescheidene 5 % Marge aus dem industriellen Umsatz für Forschung und Entwicklung an, wie sie für Technologiebranchen mindestens üblich ist, so würde der Aufwand für Forschung und Entwicklung in der Industrie 2005 ca. 100 Mio. € pro Jahr betragen.
Die öffentliche Förderung in die Photovoltaik-Forschung beträgt bereits deutlich weniger.
Die Chancen auf Wachstum dieser Förderetats in Bund und Ländern muss derzeit leider skeptisch beurteilt werden.

Schlussfolgerungen

Für die Forschung in Deutschland bleibt die Herausforderung, hier in enger Kooperation mit der heimischen Industrie die noch erforderlichen großen Kostensenkungen durch Weiterentwicklung zu eröffnen. Die öffentliche Forschung muss zur Standortsicherung verstärkt werden, weil der Innovationsprozess über Dekaden aufrecht erhalten werden muss:

- Als anwendungsnahe institutionelle Begleitforschung, die interdisziplinär auf den Bedarf der Industrie ausgerichtet ist (sie erfüllt auch die Ausbildungsaufgabe für den wachsenden Bedarf der Industrie nach spezifischem Entwicklungspersonal)
- Als Grundlagenforschung, die sich der ganzen Bandbreite der naturwissenschaftlichen Exzellenz bedient, um Basisinnovationen für nachfolgende Technologiestufen zu sichern

Die langfristige (und richtige) Degression des EEG-Preisniveaus fördert darüber hinaus einen intensiven Innovationsprozess, der parallel zum Produktions-Upscaling gesichert bleiben muss. Die volkswirtschaftlichen „Lernkosten“, die sich aus den Differenzkosten einer im Anfangsstadium noch nicht konkurrenzfähigen neuen Energietechnik ergeben, sind dabei zu minimieren. Die Erfolge des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sind weltweit Vorbild einer optimalen staatlichen Ordnungspolitik, die energiewirtschaftliche Zielsetzungen mit umwelt- und industriepolitischen zu einem langfristigen Szenario verbindet.

- Die „**solare Dividende**“ ergibt sich wirtschaftlich erst langfristig nach 20 - 30 Jahren, was nicht überrascht. Immerhin liegt diese Dividende durchaus in Größenordnungen, die innerhalb energiewirtschaftlicher Maßstäbe bleiben und somit auch industriepolitisch nachhaltig sind.
- Die „**industrielle Dividende**“ kommt aber früher, wenn die heimische Industrie für den Export gerüstet ist. Diese Dividende ist oft nicht in den volkswirtschaftlichen Renditerechnungen enthalten.
- Die „**Umweltdividende**“ ergibt sich aus der Nachhaltigkeit; die in der Jahrhundertperspektive dann mit umfassender und globaler Nutzung aller erneuerbaren Energien.
- Es ist nicht die Frage, ob dieser Wandel kommt, sondern welche Industrienationen ihn als frühe globale Wettbewerber am effizientesten und raschesten vollziehen. Diese Länder werden die „solare Dividende“ ausschöpfen und wesentliche Anteile der Wertschöpfung im Land halten können.

Maßgebliches Instrument bleibt daher das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das in jedem Fall in gleicher Struktur und mit nur wenig Korrekturen fortzuschreiben ist. Die Photovoltaik ist hier nicht „Schlusslicht“ der Entwicklung der Potenziale der erneuerbaren Energien, sondern eher ihre langfristige Speerspitze mit dem größten Potenzial. Die „Renditerechnung“ muss dabei mittel- und langfristige Aspekte unterscheiden. Die global schon relativ früh erreichbare Rendite durch Export, insbesondere der industriell heranreifenden Anlagentechnik ist dabei besonders wichtig, wird aber unter energiewirtschaftlichen

Vergleichen derzeit noch viel zu wenig berücksichtigt.

Die Voraussetzungen für die Lösung dieser Probleme sind in Deutschland gegeben. Es bedarf des politischen Willens, hierzu den richtigen industrie- und ordnungspolitischen Rahmen auf längere Sicht stabil zu gestalten. Nur dadurch wird Sicherheit für Investoren und Anwender geschaffen und in der Folge das nötige Marktwachstum erzielt.

Für die Photovoltaik bedeutet dieser Ansatz, dass über mehr als zwei Jahrzehnte geeignete Rahmenbedingungen gewährleistet werden. Die Lernkurve der Photovoltaik weist in die richtige Richtung und dokumentiert für die vergangenen zwei Dekaden den nötigen Fortschritt.

Export erneuerbarer Energietechniken – ländliche Elektrifizierung

Einleitung

Zu den häufigsten Anwendungsbereichen erneuerbarer Energien in der netzfernen, ländlichen Energieversorgung gehören heute Kochen, Beleuchtung, Heizung und Kühlung sowie andere kleine Bedarfszwecke wie Antriebsenergie und Wasserpumpen. In vielen Entwicklungsländern wird ein Großteil des Gesamtprimärenergiebedarfs durch „traditionelle" Biomasse bereitgestellt. So betrug 2001 dieser Anteil in Afrika 49 %, in Asien 25 % und in Lateinamerika 18 %. Dazu gehört in erster Linie die Verbrennung von Holz, Abfällen (Reststoffen) aus Land- und Forstwirtschaft, Dung und anderen unverarbeiteten Biomassebrennstoffen für häusliche Koch- und Heizzwecke sowie Prozesswärme. [1]

Elektrizität als Grundlage für Wohlstand und Entwicklung steht für rund 1,6 Milliarden Menschen in schätzungsweise 360 Millionen Haushalten [1] in dünn besiedelten, abgelegenen Regionen gar nicht zur Verfügung, da der Anschluss an ein Stromnetz vielfach zu teuer ist. So genannte Solar Home Systeme können hier eine bescheidene Grundversorgung mit speziellen Gleichstromverbrauchern, wie Radios, Lampen oder einfachen Haushaltsgeräten bieten. Hybridsysteme, auf Basis verschiedener erneuerbarer Energien (z. B. Photovoltaik, Wind), Speichern und kleinen konventionellen Back-up-Aggregaten (z. B. Dieselgeneratoren) ermöglichen stabile Wechselstromversorgungen, die auch den Bedarf von Produktionsanwendungen decken und damit wirtschaftliche Entwicklung ermöglichen.

Sozio-ökonomische Analysen

Projekte zur ländlichen Elektrifizierung bedürfen zunächst einer Analyse der sozio-ökonomischen Randbedingungen. Der Energiebedarf von Haushalten in ländlichen Gebieten hängt sehr stark vom Einkommen der Bewohner ab.
In der Regel steigt er mit dem Einkommen einer Familie. In einer Studie in Mexiko [2] werden die Verbraucher in zwei Gruppen eingeteilt: Die Gruppe mit niedrigem Einkommen verfügt über 2 bis 7 Euro monatlich und setzt meist Holz und Kerzen für die Basisversorgung ein. Die Gruppe mit höherem Einkommen verfügt über 9 bis 17 Euro im Monat und nutzt Batterien beispielsweise für Radio und Fernsehen.

Nach der Analyse des momentanen Energieverbrauchs kann eine Abschätzung des zu erwartenden elektrischen Lastprofils im Falle einer Elektrifizierung vorgenommen werden. So ergab sich für das mexikanische Beispiel für die Gruppe mit geringem Einkommen ein täglicher Energiebedarf von etwa 0,2 kWh für Beleuchtung, Rundfunk und Fernsehen bei einer Anschlussleistung von zusammen rund 50 Watt. Bei den höheren Einkommen wurde der fünffache Energiebedarf (1 kWh) bei dreifacher Summenleistung (150 W) ermittelt.

Neben der Analyse der privaten Verbraucher müssen Produktionsanwendungen berücksichtigt werden, die teilweise bereits vorhanden sind und von der Elektrifizierung hinsichtlich ihrer Produktivität profitieren. Darüber hinaus ermöglicht der Aufbau einer Dorfstromversorgung die Etablierung neuer gewerblicher Zweige. Diese Produktionsanwendungen besitzen in der Regel einen deutlich höheren Energiebedarf insbesondere aber höhere Spitzenleistungen als die privaten Haushalte. In *Abb.1* ist eine solche Konfiguration mit 99 privaten Haushalten (klassifiziert in vier Gruppen), einer ländlichen Klinik und einer Fischfabrik in einer ländlichen Region Mexikos dargestellt (vgl. [2]). Aus dieser Untersuchung

Prof. Dr. Peter Zacharias
ISET
pzacharias@iset.uni-kassel.de

Prof. Dr. Jürgen Schmid
ISET
jschmid@iset.uni-kassel.de

Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries
Universität Magdeburg
Petra.Schweizer-Ries@GSE-W.Uni-Magdeburg.de

Dr. Matthias Vetter
Fraunhofer ISE
matthias.vetter@ise.fraunhofer.de

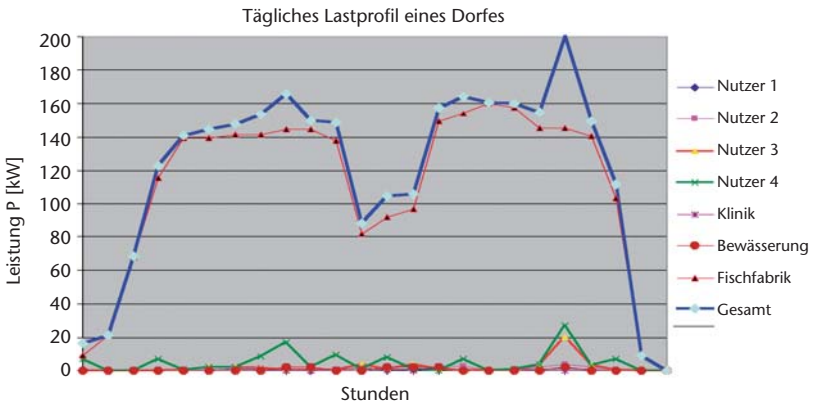


Abbildung 1
Tägliches Lastprofil für ein ländliches Dorf in Mexiko mit 99 privaten Haushalten (klassifiziert in vier Gruppen), einer ländlichen Klinik und einer Fischfabrik. Der tägliche Verbrauch liegt bei 2849 kWh, die Spitzenleistung bei 200 kW [2].

wird deutlich, dass Produktions-Anwendungen für einen im Vergleich zu den privaten Haushalten wirtschaftlich interessanten Energieumsatz und somit für niedrigere Preise in Dorfstromsystemen sorgen können.

Systeme zur netzfernen Stromversorgung

Solar-Home-Systeme bestehen im einfachsten Fall aus einem Photovoltaik-Modul, einer Solarbatterie und einem Laderegler und bieten eine bescheidene Grundversorgung bis zu einigen 100 W. Sie erlauben den Betrieb von speziellen Gleichstromverbrauchern, wie Radios, Fernsehern, Lampen oder einfachen Haushaltsgeräten. Solche Systeme werden zwar in vielen Ländern (z. B. Marokko) als erster Schritt aus der Armut geschätzt, haben jedoch das Image „Energie für die Armen“ zu sein. Perspektiven, wie den Aufbau einer modernen Werkstatt, eines Dienstleistungsbetriebes oder einer Industrieanlage, lassen sich auf der Grundlage solcher Kleinstsysteme allerdings nicht entwickeln.

Für Produktionsanwendungen ist eine stabile Wechselstromversorgung mit ausreichender Leistung von etwa 3 Kilowatt bis hin zu einigen Megawatt notwendig. Zur sicheren und umweltfreundlichen Versorgung bieten sich hier Hybridsysteme oder Mini-Netze an, die den Strom in vielen Fällen wirtschaftlicher als herkömmliche Dieselaggregate erzeugen können. Dank der Entwicklungen auf den Gebieten der Leistungselektronik und der Kommunikationstechnik lassen sich heute mit modernen Wechselrichtern flexible, modulare und erweiterbare Versorgungsstrukturen für Elektrizität und Kommunikation realisieren, die die gleiche Versorgungsqualität wie in den Industrieländern bieten. Werden solche Systeme vernetzt, so können Effekte der Vergleichmäßigung des Energieverbrauchs genutzt werden, um weitere Kostenreduktionspotenziale auszuschöpfen.

Vor allem aber sollen die Versorgungssysteme problemlos mit den steigenden Ansprüchen wachsen können. Hat beispielsweise ein Kleinbetrieb wirtschaftlichen Erfolg, muss er seine Energieversorgung effizient ausbauen können. In der Vergangenheit war dies technisch eingeschränkt, da mehrere Wechselrichter nur mit einer so genannten Master-Slave-Schaltung parallel betrieben werden konnten. Ein Master-Wechselrichter gibt dabei die Frequenz vor, während alle weiteren (Slaves) dieser Frequenz folgen. Darüber hinaus erfordert die Leistungsaufteilung zwischen diesen Geräten ein sorgfältiges aufeinander abgestimmtes Design und eine Kommunikationsverbindung zwischen Master und Slaves. Rotierende Generatoren hingegen können problemlos parallel arbeiten, wie das Verbundnetz zeigt. Dieses ist insbesondere in der Abhängigkeit ihrer Frequenz von der Leistung begründet. Der resultierende „frequenzvariable“ Betrieb ermöglicht eine Synchronisation ohne zusätzliche Kommunikations- oder Synchronisationseinrichtungen. Stationär stellt sich eine gemeinsame Frequenz ein. Dieses Prinzip nutzt ein neues Regelungsverfahren [3] mit dem sich Stromrichter maschinenähnlich verhalten. Es vereinfacht die parallele Einspeisung von Strom aus beliebig vielen, dezentralen über Stromrichter angekoppelten Quellen in ein dennoch stabiles Mini-Netz und ermöglicht eine neue Qualität der Versorgungssicherheit. [4]

Das erste Mininetz, in dem frequenzvariable Wechselrichter typische Lasten verschiedener Haushalte versorgen, wurde 1999 auf der griechischen Insel Kythnos installiert [4] und arbeitet seit dem zuverlässig. In einem netzfernen Tal sind 12 Haushalte an ein einphasiges 230 Volt / 50 Hertz Netz angeschlossen. Fünf Photovoltaikgeneratoren mit einer Gesamtleistung von 11 Kilowatt speisen Wechselstrom an verschiedenen Orten ein.

Als Back-up-Aggregat wurde ein kleiner Dieselgenerator mit 5 kW elektrischer Leistung installiert. Die Häuser sind an das Mininetz über Energiezähler und Lastregler angeschlossen, welche die Lasten bei geringer Frequenz vom Netz trennen. Das System wird über eine Satelliten(GSM)-Verbindung überwacht, ferngesteuert und parametriert.

Die Variation der Netzfrequenz wird sowohl für die Primärregelung des Netzes als auch für das Energiemanagement der verteilten Stromquellen und Lasten genutzt [4]. Das Konzept gestattet die Bereitstellung von Spitzenstrom, z. B. für den Start von Motoren. Und es liefert andererseits ausreichend Kurzschlussstrom im Störfall, um Sicherungen auszulösen. Die Last und insbesondere auch die Leistungsspitzen werden zwischen den Batteriewechselrichtern und dem Generatorensatz ohne zusätzliche Kommunikationstechnik aufgeteilt. Wenn die Batterie geladen werden muss, wird die Netzfrequenz gesenkt. Falls nötig, werden die Dieselgeneratoren gestartet und falls die Frequenz unter 48 Hz sinkt, wird die Last abgetrennt. Ist die Batterie voll aufgeladen oder wird eine Leistungsbeschränkung entsprechend der eingebauten Laderegelung benötigt, registrieren die verteilten PV-Wechselrichter eine höhere Netzfrequenz und drosseln stetig ihre Leistungsabgabe.

Über 500 weitere Pilotsysteme zur modularen, erweiterbaren Stromversorgung sind in den vergangenen fünf Jahren weltweit, beispielsweise in Gambia [5], Namibia, Uganda, Südafrika, China, Indien, Brasilien, USA, Australien, Neuseeland, Portugal, Spanien, Italien, Tschechien, Österreich und Deutschland, installiert worden. Bei ersten Anlagen in Ghana, Tansania und Indonesien soll nun der Dieseltreibstoff des Back-up-Aggregates durch Öl aus der heimischen und für Mensch und Tier ungenießbaren Jatropha-Pflanze ersetzt werden. Andere Ansätze zielen auf die Nutzung von Biogas als speicherbare Back-up-Energie ab.

Abbildung 2
Ankunft einer Pilotanlage eines Photovoltaik-Diesel-Hybridsystems in Containerbauweise für die Versorgung eines Gesundheitszentrums in Gambia [5]

Nachhaltiger Betrieb von Dorfstromsystemen

Um Mininetze nachhaltig betreiben zu können, lassen sich verschiedene Managementsysteme anwenden. Alle müssen so organisiert werden, dass sich der Aufwand für Betrieb, Wartung und Ersatz der Komponenten für die gesamte Systemlebensdauer rechnet.

Das EVU-Modell

Basierend auf der traditionellen Energieversorgung der Industrieländer ist bei diesem Modell ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) verantwortlich für die Stromerzeugung und muss sicherstellen, dass die Energienachfrage vollständig befriedigt wird. Die Verbraucher zahlen für die zur Verfügung gestellte Energie. In vielen ländlichen Gebieten decken die Einkünfte aus dem Energieverkauf aber nicht die Kosten der Bereitstellung. Die Differenz wird im Allgemeinen aus den Einkünften von städtischen Verbrauchern oder durch Regierungsmittel ausgeglichen. Dieses Modell eignet sich besonders für Mininetze in isolierten Dörfern, Gebieten oder Regionen, die eventuell später an das nationale Stromnetz angeschlossen werden. Das nationale EVU ist von Anfang an in die Installation der Mininetze und die Energiebereitstellung einbezogen. Endverbraucher haben keine Wartungsaufgaben und tragen keine Verantwortung für das Stromversorgungssystem, sie müssen aber sicherstellen, dass ihr Verbrauchsverhalten das Mininetz nicht überlastet.

Abbildung 3
Grundsätzlich ist es für Erfolg und nachhaltigen Betrieb von Elektrifizierungsprojekten von entscheidender Bedeutung zwischen den teilweise sehr unterschiedlichen Kulturen der beteiligten Projektpartner zu vermitteln.

Dies kann z. B. über Tarifsysteme erreicht werden. Steigt die Nachfrage, muss die Versorgung entsprechend zunehmen. [6]

Das Gemeinschaftsmanagement-Modell

Dieses Modell baut auf die eigene Kraft und Fähigkeit ländlicher Gemeinschaften auf, es arbeitet mit der Verantwortlichkeit der Menschen. Generell funktioniert das System mit Nachfrageberechnungen, Tarifsystemen und falls nötig mit Fördermitteln. In diesem Modell sind der Aufbau lokaler Kompetenzen und örtliches Training wichtige Merkmale. Die Beteiligung des Endverbrauchers ist ein zentrales Element. Je kleiner und isolierter diese Gemeinschaften sind, desto besser kann dieses Modell angewandt werden. Zuerst wird ein Verbraucherkomitee gegründet, was die Neuschaffung einer örtlichen Organisation beinhalten kann. In sehr kleinen Gemeinschaften mit weniger als 12 Haushalten (bzw. Energieverbrauchseinheiten) wird jeder Haushalt in die Entscheidungen einbezogen. In mittleren Gemeinschaften (mit weniger als 300 Menschen) werden Vertreter gewählt; größere Gemeinschaften müssen „verschachtelt“ werden, d. h. es erfolgt eine Aufteilung in kleinere Sektionen. Sowohl Energieverbrauch als auch Energieerzeugung wird von den Gemeinschaften organisiert, mit ihrem Spezialwissen über lokale Bedürfnisse und Einschränkungen. Die Gemeinschaften sind hier voll verantwortlich. Für Installierung und regelmäßige Inspektion bedarf es Experten von außen, welche von den Gemeinschaften selbst finanziert werden. [6]

Das Unternehmer-Modell

Hier sind die Verbraucher ausschließlich Kunden. Jeder Endverbraucher kauft entweder den Strom oder die Energiedienstleistungen von einem lokalen Unternehmen. Das Unternehmen ist voll verantwortlich für das gesamte Versorgungssystem. Ähnlich wie beim Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind ökonomische Anreize zu fördern, derartige Systeme zu installieren und zu betreiben. Dabei besteht das Ziel darin, das Unternehmen auf eine ökonomisch nachhaltige Weise zu betreiben. Das bedeutet, alle finanziellen Forderungen abzusichern, längerfristig Kosten zu senken und auch zusätzliches Einkommen zu generieren [6].

Das könnte wie ein Franchiseunternehmen[1] strukturiert sein, das den höchst möglichen Preis erzielen möchte, wie ein normales Unternehmen. Es wäre von Vorteil, wenn auch Fördermodelle und/oder Regierungskreditsysteme vorhanden sind.

[1] Beim Franchising stellt ein Franchise-Geber einem Franchise-Nehmer die Nutzung eines Geschäftskonzeptes gegen Entgelt zur Verfügung.

Zusammenfassung und Ausblick

Solar Home Systeme bieten eine bescheidene Elektrizitätsgrundversorgung mit speziellen Gleichstromverbrauchern, wie Radios, Lampen oder einfachen Haushaltsgeräten. Automatisierte Hybridsysteme, eingesetzt in Mikronetzen zur Dorfstromversorgung, mit erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windanlagen, mit Speichern und kleinen konventionellen Back-up-Aggregaten (z.B. Dieselgeneratoren) ermöglichen stabile Wechselstromversorgungen. Die modularen Strukturen begünstigen einen einfachen Ausbau im Falle einer steigenden Energienachfrage und können damit eine wachsende Wertschöpfung unterstützen. Bewährtes System-Know-how und in Deutschland entwickelte Qualitätskomponenten bieten schon heute wirtschaftliche Lösungen und haben ihre Leistungsfähigkeit in zahlreichen Pilotanlagen weltweit unter Beweis gestellt.

Es ist nun an der Zeit, einen breiten Feldtest in einem ausgesuchten Land oder in einer ausgewählten Region zu beginnen. Zwischen 5 und 40 Euro geben Familien in Entwicklungsländern monatlich für Kerzen, Kerosin oder Batterien (zur Einmalverwendung) aus. Mit diesem Basisbetrag als Eigenbeteiligung und den vorgestellten Finanzierungs- und Geschäftsmodellen ließen sich auch Hybridsysteme bzw. Mini-Netze auf der Basis hochtechnologischer deutscher Systemkomponenten finanzieren.

Zur Vermeidung weiterer Landflucht und Bevölkerungswanderungen sowie zur globalen CO_2-Verringerung sind Überlegungen notwendig, Grundgedanken des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf die Bildung von Anreizen in der ländlichen Elektrifizierung zu übertragen. Für nachhaltige Wirtschaftsbeziehungen gilt es dabei, strategische Partnerschaften zu entwickeln, zwischen den unterschiedlichen Kulturen zu transformieren sowie die stetige Bereitschaft zu wahren, voneinander zu lernen.

Literatur:

[1] REN21 Renewable Energy Policy Network. 2005: Globaler Statusbericht 2005 Erneuerbare Energien; Washington DC; Worldwatch Institute; www.ren21.net

[2] B. Ortiz: Can carbon credits contribute to finance projects for rural development? Konferenzband 21. European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 4-8.9.06, Dresden.

[3] A. Engler: Patent 101 40 783, Vorrichtung zum gleichberechtigten Parallelbetrieb von ein- oder dreiphasigen Spannungsquellen, Anmeldung: 21.08.2001; A. Engler, P. Strauß: Markenmuster SelfSync, Anmeldung: 23.09.2003

[4] C. Villalobos Montoya, J. Reekers, P. Schweizer-Ries, P. Strauss, S. Tselepis,: Two years of PV-Hybrid stand alone Systems on the island of Kythnos: A socio-technical analysis. 2nd European Conference on PV Hybrid and Minigrids 2003, Kassel, p. 392-396

[5] R. Geipel, P. Isfort, M. Landau, J. Schmid, P. Schweizer-Ries, P. Strauß, M. Vandenbergh: Experience with the Electrification of a Gambian Village; Konferenzband 21. European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 4-8.9.06, Dresden.

[6] J. Schmid, P. Schweizer-Ries, P. Strauss: Photovoltaik-Mininetze für die ländliche Entwicklung. Elektrizität abseits der Stromnetze. Erneuerbare Energien, 12/2003, (Jg. 13), 53-55.

Erneuerbare Energien und Arbeitsplätze in gesamtwirtschaftlicher Betrachtung

Marlene Kratzat
ZSW
Marlene.Kratzat@zsw-bw.de

Dr. Ulrike Lehr
DLR
Ulrike.lehr@dlr.de

Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist ein wesentliches Element zur Erreichung der nationalen und europäischen Nachhaltigkeitsziele, da sie die Vorräte nicht-erneuerbarer Energien schonen, sodass diese auch nachfolgenden Generationen erhalten bleiben. Sie leisten ferner einen Beitrag zum internationalen Ausgleich zwischen den entwickelten Ländern und den Entwicklungsländern, denn sie sichern die Chancen der Entwicklungsländer, für ihr angestrebtes Wachstum über ausreichende Energie zu verfügen. Die nachhaltige Entwicklung im Energiebereich erfordert dabei das Zusammenwirken von Effizienzstrategien, d.h. der stetigen Verringerung des Energiebedarfs im Produktions-, Transport-, Dienstleistungs- und Haushaltsbereich, und des Ausbaus erneuerbarer Energien, damit die tatsächlich benötigte Menge fossiler Energien bei einem weltweit wachsenden Energiebedarf sinken kann. Die Umgestaltung der derzeitigen Energieversorgung hin zu einer unter Klimaschutz- und Ressourcengesichtspunkten langfristig tragfähigen, nachhaltigen Energieversorgung ist das wesentliche Gestaltungselement für alle Ausbauszenarien. Nachhaltige Entwicklung beinhaltet immer eine tragfähige und zukunftssichere wirtschaftliche und soziale Entwicklung. So betont der Wegweiser Nachhaltigkeit der Bundesregierung[1]: „Ziel der Wirtschafts- und Finanzpolitik der Bundesregierung ist ein sozial und ökologisch verträgliches Wachstum: Die Bundesregierung will nachhaltiges Wachstum, das dauerhaft einen hohen Beschäftigungsstand ermöglicht, die ökonomische Grundlage des Sozialstaats sichert und die natürlichen Lebensgrundlagen erhält.“ Die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf andere Politikfelder, insbesondere auf den deutschen Arbeitsmarkt, wurden jedoch in der Vergangenheit kontrovers diskutiert.

[1] Wegweiser Nachhaltigkeit, Bilanz und Perspektiven, Kabinettsbeschluss vom 10. August 2005.

Wirtschaftliche Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien

In der Diskussion geht es um den gesamtwirtschaftlichen Effekt des Ausbaus erneuerbarer Energien, der sich durch eine komplexe Bilanzierung der möglichen positiven und negativen Effekte errechnen lässt. Zu den beschäftigungssteigernden Effekten zählen dabei zum einen der Investitionseffekt, der daraus folgt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien verstärkte Investitionen von im Inland hergestellten Anlagen fördert, die zur Erweiterung von Produktion und Beschäftigung führen. Dabei führen die Investitionen in die Herstellung von Anlagen zunächst ganz direkt zu einer Mehrbeschäftigung in den betreffenden Unternehmen und darüber hinaus führt die verstärkte Nachfrage nach Vorlieferungen seitens dieser Hersteller auch zur Beschäftigungssteigerung in den sogenannten vorgelagerten Wirtschaftsbereichen. Zum anderen erweisen sich der Betrieb und die Wartung dieser Anlagen als beschäftigungssteigernd.

Auf der anderen Seite jedoch werden die Produkte der erneuerbaren Energien – Elektrizität, Wärme und Kraftstoffe – in aller Regel fossile Energien ersetzen, so dass weniger in konventionelle Energieanlagen investiert wird und es dort zu einem Verlust von Arbeitsplätzen kommen kann. Obwohl in Deutschland etwa drei Viertel der nicht erneuerbaren Energien importiert werden, führt die Erschließung von Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Sonnenenergie und Geothermie auch hierzulande zu negativen Auswirkungen auf die Investitionen und somit auf die Beschäftigung in diesem Bereich. Wesentlich stärker als dieser **Substitutionseffekt** wirkt sich jedoch die Belastung öffentlicher und privater Budgets aus. Da erneuerbare Energien im Vergleich zu konventionellen Energien von einigen Ausnahmen abgesehen bislang noch nicht über die Preise konkurrenzfähig sind, sind die resultie-

renden Differenzkosten von den Energieverbrauchern zu tragen. Der entsprechende Betrag steht ihnen deshalb nicht zur Verfügung, um andere Güter nachzufragen. Die aus diesem so genannten **Budgeteffekt** resultierenden negativen Beschäftigungswirkungen in anderen Branchen müssen den positiven Effekten gegenübergestellt werden.

Von nicht im Voraus bestimmbarem Einfluss auf die Beschäftigung ist schließlich der **Außenhandel**. Sein Einfluss auf die inländische Beschäftigung hängt letztlich davon ab, ob mehr Güter exportiert oder importiert werden. Gerade diesem Aspekt wird in Zukunft wachsende Bedeutung zukommen.

Der Nettobeschäftigungseffekt

Diese Effekte müssen nicht nur gegeneinander bilanziert, sondern in ihren jeweiligen Auswirkungen mit der Referenzentwicklung verglichen werden, denn letztlich interessiert die Frage, welche Beschäftigungseffekte der durch politische Maßnahmen flankierte verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ohne diese Flankierung haben wird. Somit wird die Bruttomehrbeschäftigung, die aus den im Vergleich zur Referenz verstärkten Investitionen in Herstellung und Betrieb sowie dem Export folgt, mit der Minderbeschäftigung bilanziert, die aus den höheren Ausgaben für diese Anlagen und den geringeren Ausgaben für konventionelle Anlagen resultiert. Das Ergebnis ist der sogenannte Nettobeschäftigungseffekt. Während die Beschäftigungseffekte aus gestiegenen Investitionen immer positiv sind, kann der Nettoeffekt durchaus sowohl ein positives als auch ein negatives Vorzeichen haben. So ging es in der Diskussion um die Arbeitsmarkteffekte des Ausbaus erneuerbarer Energien auch weniger um Größenordnungen, als vielmehr um die zentrale Frage dieses Vorzeichens, d. h. ob die Nutzung erneuerbarer Energien bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung zu einer Zunahme von Beschäftigung führt, oder ob dadurch Arbeitsplätze verloren gehen. Geschuldet ist die Debatte einerseits der Komplexität des Sachverhaltes, andererseits der in einigen Bereichen unzureichenden Datenlage.

Unternehmensbefragung

Die hier vorgestellte Untersuchung, die im Zeitraum Ende 2004 bis Juni 2006 durchgeführt wurde, setzt an allen oben genannten Finanz- und Handelseffekten an. Insbesondere eine breit angelegte Unternehmensbefragung (mehr als 1.100 Unternehmen) im Sommer 2005 ermöglichte es, zahlreiche Basisinformationen zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus mussten zahlreiche Annahmen getroffen werden – z. B. in Bezug auf das internationale Marktgeschehen oder die zukünftige Entwicklung erneuerbarer Energien. Anhand plausibler Überlegungen werden robuste Größenordnungen abgebildet, aus denen sich tragfähige Handlungsempfehlungen für strategische Entscheidungen ableiten lassen. Somit wird ein konstruktiver Beitrag zur weiteren Diskussion der Arbeitsmarkteffekte der Nutzung erneuerbarer Energien geleistet, die sich politisch wie auch wissenschaftlich fortsetzen wird. Die wichtigsten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen[2]:

Die Ausgangssituation im Jahr 2004

Aus der Befragung ergibt sich, dass Deutschland für die meisten Unternehmen als attraktivster Unternehmensstandort gilt, gefolgt von den Ländern der Europäischen Union. Die Branche der erneuerbaren Energien ist derzeit klar mittelständisch geprägt. Besonders in strukturschwachen Gebieten bestehen Beschäftigungsperspektiven, die jedoch davon abhängen, inwieweit es gelingt, in diesen Gebieten die regionale Wertschöpfung zu stärken. Besonders hoch ist der Anteil regionaler Wertschöpfung in Norddeutschland (ca. 50 %), am niedrigsten derzeit in Ostdeutschland (ca. 20 %).

[2] Für eine ausführliche Darstellung der verwendeten Methoden und der Ergebnisse vgl. „Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels“, BMU 2006.

Bruttoarbeitsplätze in den erneuerbaren Energien

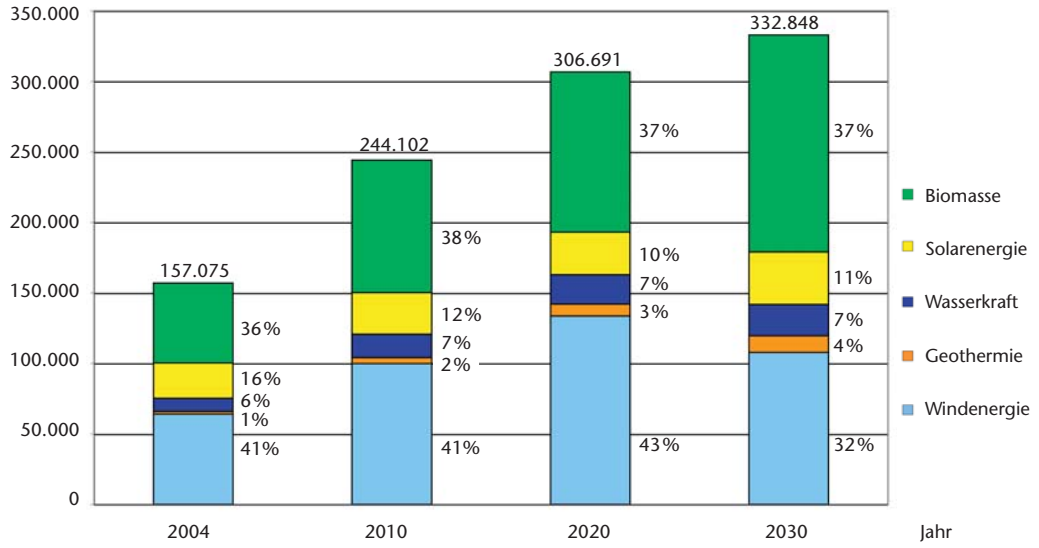


Abbildung 1
Bruttobeschäftigung der erneuerbaren Energien 2004 sowie deren Entwicklung bis 2030

Im Basisjahr 2004 belief sich die Bruttobeschäftigung aus den Investitionen in die Herstellung und den Betrieb von Anlagen, sowie dem Export von Anlagen und Komponenten, auf 157.000 Arbeitsplätze. Davon entfallen 64.000 Arbeitsplätze auf die Windbranche, 57.000 auf den Bereich der Bioenergien, 25.000 auf den Bereich der Solarenergie und weitere 11.000 auf die Bereiche Wasserkraft und Geothermie *(vgl. Abb.1)*. Etwa die Hälfte aller Beschäftigten sind der Herstellung und dem Betrieb von Anlagen zuzurechnen, die andere Hälfte der Beschäftigten Zulieferbetrieben bzw. vorgelagerten Wirtschaftssektoren, insbesondere dem Maschinenbau und der Herstellung elektrischer Geräte, aber auch der Stahl- und Glasindustrie bis hin zu unternehmensbezogenen Dienstleistungen und der Versicherungswirtschaft[3].

Entwicklung der Beschäftigung bis 2020 und 2030

Die Betrachtung der Beschäftigungsentwicklung basiert auf einem Ausbauszenario, welches die Klimaschutzziele mit einer Reduzierung des CO_2-Austoßes um 80% bis 2050 erfüllt. Bis zum Jahr 2020 kann der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland dabei von 4,6% in 2005 auf 13,9% steigen, wenn gleichzeitig durch Energieeinsparungs- und Effizienzmaßnahmen der gesamte Endenergiebedarf um 10% reduziert wird. Im Strommarkt erhöht sich ihr Anteil von 10,2% (2005) auf 25,6%, die installierte Leistung steigt von 25.840 MW auf 56.300 MW.

Die durch die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland verursachten Mehrkosten (sog. Differenzkosten) werden bei einer zurückhaltenden Einschätzung des zukünftigen Energiepreisniveaus noch für etwa zehn Jahre steigen. Bei einem Energiepreisszenario, das im Jahr 2020 von einem Ölpreis von 60 US$ pro Barrel (alle Angaben in Preisen von 2000) und einen CO_2-Zertifikatspreis von 15 €/t ausgeht, beläuft sich das Maximum der Differenzkosten im Jahr 2015 auf 5 Mrd. €/a (2005: 3 Mrd. €/a). Der Anstieg ist deutlich unterproportional zur Ausweitung des Endenergiebeitrags

[3] Für das Jahr 2005 lässt sich auf dieser Grundlage ein Bruttobeschäftigungseffekt von etwa 170.000 Arbeitsplätzen abschätzen.

der erneuerbaren Energien. Die Wettbewerbsfähigkeit des gesamten Mixes der erneuerbaren Energien (Differenzkosten kleiner oder gleich Null) kann um das Jahr 2020 erreicht werden. Steigt das allgemeine Energiepreisniveau stärker, liegt der Zeitpunkt entsprechend früher und die Differenzkosten fallen insgesamt deutlich niedriger aus.

Eine zentrale Rolle für weitere positive Beschäftigungsimpulse spielt ein erfolgreicher Außenhandel. Für die aus deutscher Sicht relevanten Technologien – vor allem Elektrizität erzeugende Systeme, die thermische Nutzung von Sonnenenergie und Geothermie sowie verschiedene Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse – sind die Wachstumsraten potenziell höher. Erneuerbare Energien stellen mit großer Sicherheit einen globalen Wachstumsmarkt dar. Daraus ergeben sich beträchtliche Exportpotenziale für deutsche Unternehmen. Da der internationale Ausbau erneuerbarer Energien mit einer zunehmenden Produktion in den Standortländern einhergeht, wird auch der Weltmarktanteil deutscher Unternehmen abnehmen, der gemittelt über alle Technologien derzeit bei 17 % liegt. Dennoch sind im Bereich anspruchsvoller Techniken (z. B. Photovoltaikmodule, Getriebe und Generatoren für Windenergie- und Wasserkraftanlagen, Mess- und Steuerungstechnik für Biomasseanlagen usw.) auch im Jahr 2020 durchaus noch hohe Anteile am Weltmarkt von 15 bis 20 % realistisch. Entscheidender sind jedoch die erreichbaren Absolutwerte. Allein die Investitionen in Strom erzeugende Anlagen aus deutscher Herkunft können sich von rund 6 Mrd. € im Jahr 2004 in einem „verhaltenen" Exportszenario auf 20 Mrd. € im Jahr 2020 erhöhen. Schließt man Anlagen zur Wärmebereitstellung ein, so steigt dieser Wert auf rund 24 Mrd. €/a.

Vor diesem Hintergrund kann sich bis zum Jahr 2020 die Zahl der Arbeitsplätze der Branche in Deutschland auf über 300.000 verdoppeln (Bruttobeschäftigung). Berücksichtigt ist dabei bereits eine deutliche Zunahme der Arbeitsproduktivität, d. h. der erwirtschaftete Umsatz je Beschäftigtem liegt gegenüber heute um etwa 36 % höher. Unter Weiterschreibung dieser Entwicklung sind bis zum Jahr 2030 über 330.000 Arbeitsplätze gut vorstellbar *(Abb. 1)*.

Der Nettobeschäftigungseffekt ergibt sich aus der Differenz zwischen zwei unterschiedlichen konsistenten Ausbauszenarien. Gegenüber einer Referenzentwicklung kann ein dynamischerer Ausbau erneuerbarer Energien, der die Klimaschutzziele erfüllt, zu einem stetig steigenden positiven Nettobeschäftigungseffekt führen, der bis 2020 eine Größenordnung von über 70.000 Arbeitsplätzen erreicht und bis 2030 auf über 80.000 wächst. Dabei hängt der Effekt stark von der allgemeinen Energiepreisentwicklung und der Auslandsnachfrage nach erneuerbaren Energien ab. Hierzu wurden Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Liegt das zukünftige Energiepreisniveau über dem angenommenen relativ moderaten Energiepreisszenario, so steigt die Nettobeschäftigung bis 2030 auf knapp 120.000 Arbeitsplätze. Bei einer günstigeren Exportentwicklung (Exportszenario „verhalten optimistisch") können die Werte bis 2030 sogar auf 150.000 bis 180.000 steigen. Negative Nettobeschäftigungseffekte lassen sich nur für den unwahrscheinlichen Fall ermitteln, dass die Exporte von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien praktisch zum Erliegen kommen und die Energiepreise wieder auf das Niveau der Jahre 2000 bis 2002 (Realer Ölpreis in 2020 von 32 US$ je Barrel) zurückgehen.

Ein kontinuierliches Monitoring des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien und dessen Wirkungen auf den Arbeitsmarkt ist aufgrund der hohen Entwicklungsdynamik von großer Bedeutung, damit Fehlentwicklungen rechtzeitig korrigiert und positive Trends aktiv unterstützt werden können.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass eine wirksame Klimaschutzpolitik gleichzeitig eine gesamtwirtschaftlich vorteilhafte Strategie im Hinblick auf Arbeitsplätze sein kann, wenn die durch eine nationale Vorreiterpolitik hervorgerufene Wachstumsdynamik rechtzeitig und erfolgreich auf Exportmärkte übertragen werden kann.

Ausstellung: Nachhaltigkeit im Unterricht

- Anbieter von Unterrichtsmaterialien zu erneuerbaren Energietechniken stellen sich vor

Unterrichtsmaterialien zu erneuerbaren Energietechniken

Die FVS-Jahrestagung 2006 wurde von einer Ausstellung unter der Schirmherrschaft des Bundesumweltministeriums begleitet. Unter dem Motto „Nachhaltigkeit im Unterricht – Erneuerbare Energietechniken für Schule und Ausbildung“ wurden Materialien gezeigt, mit denen das Thema Nachhaltigkeit in Schule und Ausbildung der nächsten Generationen nahe gebracht werden kann. Ziel ist es, Schülern und Auszubildenden ein Gefühl für nachhaltige Energietechnologien zu geben.

Für weitere Informationen wenden Sie sich bitte direkt an die jeweiligen Institutionen.

1. Mitgliedsinstitute des FVS

Die Mitgliedsinstitute des ForschungsVerbunds Sonnenenergie betreiben Schülerlabore, bei denen Praktika absolviert und Experimente in Gruppen durchgeführt werden können.

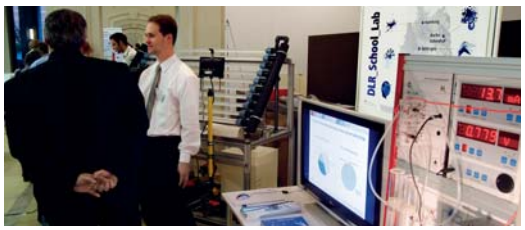
NILS am Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)

In der Niedersächsischen Lernwerkstatt für solare Energiesysteme (NILS) können Experimente zu Photovoltaik, Solarthermie und zu Brennstoffzellen durchgeführt werden. Es werden eigens entwickelten Unterrichtsmaterialen und Experimentiersystemen angeboten für den Unterricht an allgemeinbildenden Schulen.

NILS am ISFH
Am Ohrberg 1
31860 Hameln/
Emmerthal
T.: 05151 999-304
oder -412
nils@isfh.de

http://www.nils-isfh.de

Schülerlabore des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR)



Die Schülerlabore des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) bieten Experimente zu Solarzellen, Brennstoffzellen und zu solarer Wasserreinigung.

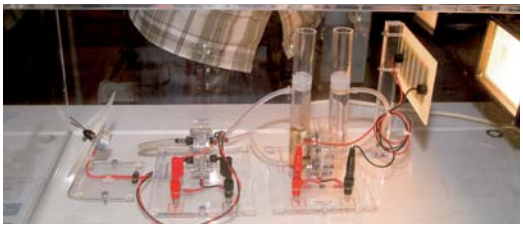
DLR School Lab Köln
51170 Köln
T: 02203 601-3093
richard.braeucker@dlr.de

http://www.dlr.de/schoollab/

DLR School Lab Berlin
Rutherfordstraße 2
12489 Berlin-Adlershof
T: 030 67055-545
bernd.kirchner@dlr.de

http://www.dlr.de/schoollab/

Schülerlabor des Forschungszentrums Jülich



Das Schülerlabor bietet Grundlagenexperimente zu Strom und Brennstoffzellen.

Forschungszentrum Jülich
Öffentlichkeitsarbeit / Schülerlabor
52425 Jülich
Tel.: 02461 61-1428
schuelerlabor@fz-juelich.de

http://www.fz-juelich.de/projects/schuelerlabor/

Schülerlabor des GeoForschungsZentrums Potsdam (GFZ)

Das GFZ Potsdam zeigt z. B. ein Durchströmungsexperiment zur Erdwärme. Hierbei wird Wasser wird durch Gestein gepresst und nimmt dessen Wärmeenergie auf.

GeoForschungs-Zentrum Potsdam
Telegrafenberg
14473 Potsdam
T: 0331 288 1040
presse@gfz-potsdam.de

http://www.gfz-potsdam.de/news/Schulen/index.html

Schülerlabor des Hahn-Meitner-Instituts Berlin (HMI)

Das Schülerlabor des HMI bietet für die Klassenstufen 9 bis 13 Experimentiertage an. Z. B. können mit dem Sonnensimulator die Wirkungsgrade verschiedener Solarzellen bestimmt werden, und es wird Anschauungsmaterial zum Bau von Farbstoffsolarzellen vorgestellt.

HMI-Schülerlabor
Blick in die Materie
Glienicker Straße 100
14109 Berlin
T: 030/8062-2288
schuelerlabor@hmi.de

http://www.hmi.de/schuelerlabor/

REnKnow.Net c/o ISET

REnKnow.Net ist eine Internetplattform, die geprüfte Schulungsmaterialien und Forschungsberichte zu erneuerbaren Energie anbietet. Ziel ist der internationale Informationsaustausch und Wissenstransfer.

REnKnow.Net
c/o ISET
Division Information and Energy Economy
Königstor 59
34119 Kassel
T: 0561-7294-404
info@renknow.net

http://www.renknow.net/

2. Firmen und Organisationen

ANU-Mobil

Die Arbeitsgemeinschaft Natur- und Umweltbildung fährt mit ihrem ANU-Mobil zu Schulen und außerschulischen Organisationen. Dort werden Projekttage bzw. -wochen durchgeführt. Zum Bildungsmobil gehören Experimentiersätze, Modelle und eine Ausstellung. Themen sind Umwelt und Klima, Energiesparen, Solarzellen, Windenergie und Biomasse.

ANU-Mobil
Dr. Holger Donle
und Gabriele Dieske
Lindenallee 8
17091 Rosenow,
Gutshof Luplow
T: 039602 29340
mobil@anu-mobil.de

http://www.anu-mobil.de/

BINE Informationsdienst c/o FIZ Karlsruhe

Der Informationsdienst bietet u. a. Dokumentationen von Forschungsprojekten und ein Adressverzeichnis zur Aus- und Weiterbildung im Bereich erneuerbarer Energien.

BINE Informationsdienst
Kaiserstraße 185-197
53113 Bonn
T: 0228 / 92379-0
bine@fiz-karlsruhe.de

http://www.bine.info/

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.: Die DGS ist bundesweit aktiv und gleichzeitig die deutsche Sektion der International Solar Energy Society (ISES).

DGS Solar Schools Forum

Die Internetseite des „Solar Schools Forum“ ist eine öffentlich Ressource, die für jeden zugänglich ist. In 11 europäischen Sprachen werden Lehrmaterialien und Praxisbeispiele angeboten und Exkursionsziele vorgestellt.

DGS Solar Schools Forum
info@school4energy.net

www.schools4energy.net

DGS-Fachausschuss Aus- und Weiterbildung (FAAW)

Der FAAW ist ein Fachgremium zur Implementierung der Solartechnik in Lehrinhalte verschiedenster Aus-, Fort- und Weiterbildungen für Schüler, Lehrer, Studierende oder Handwerker. Der FAAW steht auch Personen offen, die nicht Mitglied der DGS sind.

DGS-Bundesgeschäftsstelle
Emmy-Noether-Str. 2,
Zimmer: B303 und B305
80287 München
T: 089 / 52 40 71
info@dgs.de

http://www.dgs.de/101.0.html

DGS-Fachausschuss Hochschulen

Der Fachausschuss Hochschule will helfen, die Lehre und Forschung an Hochschulen mit zu entwickeln, da sie wichtige Bausteine für die Nutzung der erneuerbaren Energien sind. Beispielhaft vorgestellt wurde der Diplomstudiengang Umwelttechnik an der FHTW Berlin.

Prof. Wolfgang Brösicke
FHTW Berlin • FB1
Standort Marktstraße HG023c • 10313 Berlin
T: (030) 5019-2110/3538
broesick@fhtw-berlin.de

http://www.f1.fhtw-berlin.de

Vorsitzender des Fachausschusses:
Prof. Dr. Klaus Vajen
Universität Kassel
Kurt-Wolters-Str. 3
34125 Kassel
T: (0561) 804 3891
hochschule@dgs.de

http://www.dgs.de/hochschule.0.html

Heliocentris

Die Firma Heliocentris bietet ein Lehrprogramm an zum Thema Brennstoffzellen für Schulen, Ausbildung und Universitäten: Schülerübungskästen, Experimentiersets, Modelle und Demonstrationsanlagen.

Heliocentris Fuel Cells AG & heliocentris Energiesysteme GmbH
Rudower Chaussee 29
12489 Berlin
T: 030 63926325
info@heliocentris.com

http://www.heliocentris.com/

Informationskampagne Erneuerbare Energien (IKEE)

Die IKEE will die Informationsbasis über Erneuerbare Energien verbessern und damit die Unterstützung bei Bevölkerung und Entscheidern für den weiteren Aufbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft sichern. Die IKEE bietet Filme, Broschüren und Faltblätter zu den Vorteilen erneuerbarer Energien: sichere, innovative, wirtschaftliche, ressourcenschonende, nachhaltig kostensenkende Energieversorgung; Klimaschutz; Arbeitsplätze und Exportpotenzial.

Informationskampagne für Erneuerbare Energien
Stralauer Platz 34
10243 Berlin
T: 030/200535.3
kontakt@unendlich-viel-energie.de

http://www.ikee.de/

IKS Photovoltaik

Die Firma IKS bietet Experimentiersysteme für den Unterricht und Lehrsysteme für die berufliche Aus- und Weiterbildung zu den Themen Photovoltaik, Windenergie und Brennstoffzellen.

IKS Photovoltaik Kunsch und Schröder GbR
An der Kurhessenhalle
16B34134 Kassel
T: (0561) 9538050
info@iks-photovoltaik.de

http://www.iks-photovoltaik.de/lehrmittel.htm

Konferenz Rio 6

RIO 6 ist ein Treffpunkt von Wissenschafts-, Wirtschafts- und Volksvertretern sowie NGOs mit der Absicht, den Anteil der Erneuerbaren bei der Weltenergieproduktion deutlich zu erhöhen. RIO 6 wird als Nachfolgekonferenz veranstaltet, um die Umsetzung der Ziele von Rio 1992, Johannesburg 2002 und Bonn 2004 voran zu treiben.

Kontakt:
Auf der FVS-Jahrestagung wurde die Konferenz von **Prof. Dr. Stefan Krauter** vorgestellt.

http://www.rio6.com/

leXsolar GmbH

Die Firma leXsolar bietet Lehrmittel, Spielzeuge und Dienstleistungen zu Photovoltaik und Brennstoffzellen vom Solarspielzeug für Kindergartenkinder über Schülerexperimentierkästen bis zu Demonstrationsexperimenten. Die leXsolar-Akademie führt Fortbildungsveranstaltungen durch für Lehrer, Ausbilder und Kindergärtner. Das Themenspektrum reicht von einer spielerischen Einführung in die Solartechnik bis hin zu anspruchsvollen physikalischen Experimenten.

leXsolar GmbH
Kesselsdorfer Str. 216
01169 Dresden
T: 0351 41389960
info@lexsolar.de

http://www.lexsolar.de

Naturfreundejugend

Die umweltpädagogische Aktion „Umweltdetektiv“ der Naturfreundejugend ist für Kinder zwischen 8 und 12 Jahren, die mehr über ihre Umwelt erfahren möchten. Es gibt Handbücher für Gruppenleiter und Aktionsfalter mit Spielen u.a. zum Thema Energie.

Naturfreundejugend Deutschlands
Haus Humboldtstein
53424 Remagen
T: 02228 / 94 15 - 0
nfjd@naturfreundejugend.de

http://217.160.77.95/
www.naturfreunde.de/

Solarfriend

Solarfriend hat eine Software für Schulen entwickelt, mit der man spielerisch den Aufbau einer Solarthermieanlage lernen kann.

Solarfriend GbR
Hugo-Schrade-Straße 12
07745 Jena
kontakt@solarfriend.de

http://www.solarfriend.de/

Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU e.V.)

Das UfU arbeitet zusammen mit dem IZT, iserundschmidt, der DGS, der Universität Magdeburg und dem ISES in dem vom BMU geförderten Verbundprojekt powerado. Mitglieder des Konsortiums haben ein Online-Spiel, Materialkisten, eine Wanderausstellung für gute Schulprojekte und andere Materialien entwickelt.

UfU e.V.
Greifswalder Str. 4
10405 Berlin
T: 030 4284993-0
mail@ufu.de

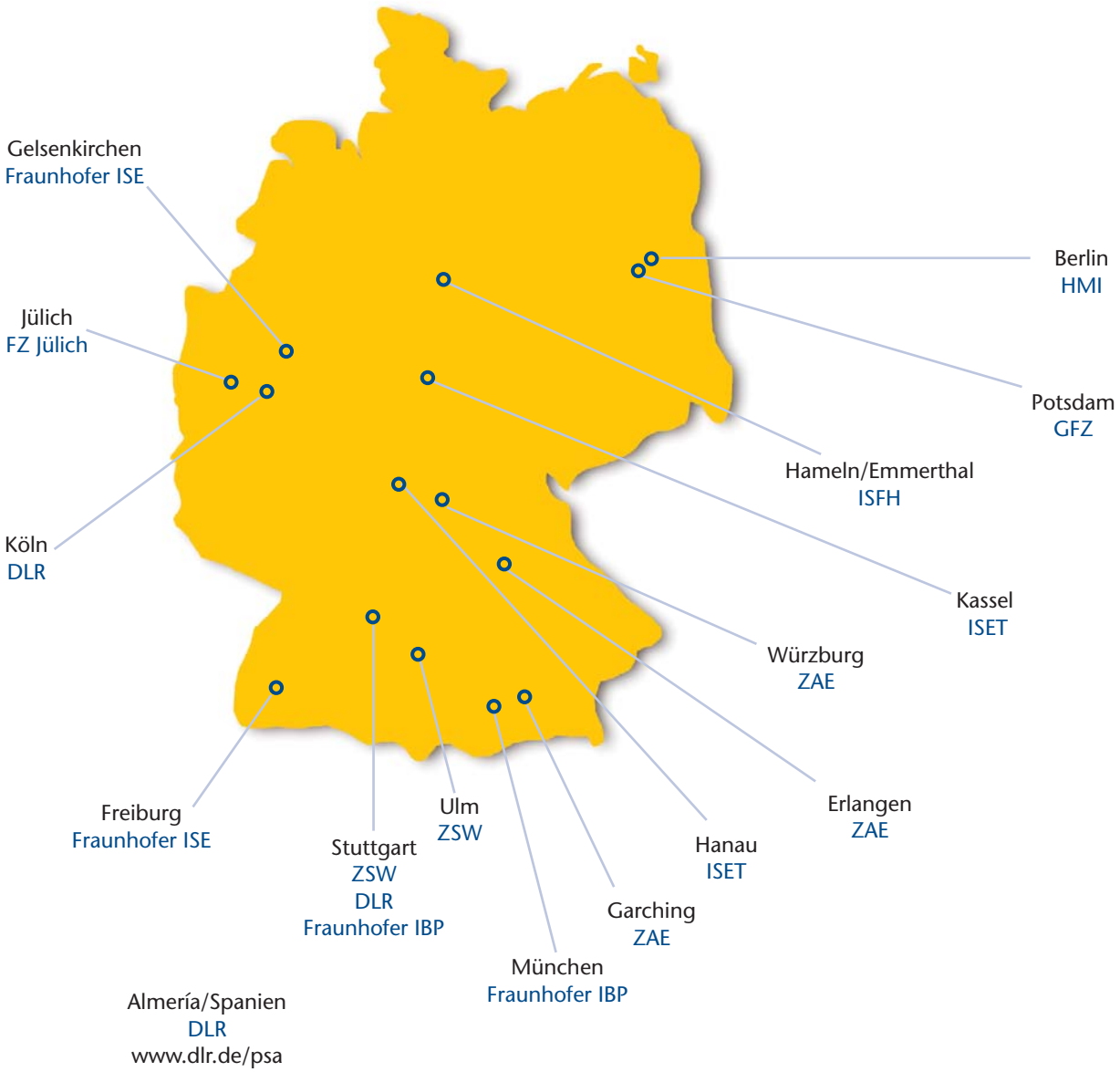
http://www.ufu.de/
http://www.powerado.de

Verzeichnisse

- Standorte der FVS-Mitgliedsinstitute
- Adressen der FVS-Mitgliedsinstitute
- Impressum

Standorte der FVS-Mitgliedsinstitute

FVS ForschungsVerbund Sonnenenergie



ForschungsVerbund Sonnenenergie • Geschäftsstelle c/o Hahn-Meitner-Institut • Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin
Telefon: (030) 8062-1338 • Telefax: (030) 8062-1333 • E-Mail: fvs@hmi.de • www.FV-Sonnenenergie.de

FVS-Mitgliedsinstitute und Ansprechpartner

DLR Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.
Zentrum Köln-Porz • 51170 Köln
Prof. Dr. Robert Pitz-Paal:
Telefon 02203/601-2744
E-Mail: robert.pitz-paal@dlr.de
www.dlr.de

Standort Stuttgart
Pfaffenwaldring 38–40 • 70569 Stuttgart

DLR-Projektteam auf der
PSA Plataforma Solar de Almería
Apartado 39 • E-04200 Tabernas (Almería)

FZ Jülich Forschungszentrum Jülich GmbH
52425 Jülich
Dr. Angela Lindner:
Telefon 02461/61-4661
E-Mail: a.lindner@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de

Fraunhofer IBP Fraunhofer Institut für Bauphysik
Nobelstr. 12 • 70569 Stuttgart
Rita Schwab:
Telefon 0711/9703301
E-Mail: rita.schwab@ipb.fraunhofer.de

Standort Holzkirchen
Fraunhoferstr. 10 • 83626 Valley

Fraunhofer ISE
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Heidenhofstraße 2 • 79110 Freiburg
Karin Schneider:
Telefon 0761/4588-5147
E-Mail: karin.schneider@ise.fraunhofer.de
www.ise.fraunhofer.de

GFZ GeoForschungsZentrum Potsdam
Stiftung des öffentlichen Rechts
Telegrafenberg • 14473 Potsdam
Franz Ossing:
Telefon 0331/288-1040
E-Mail: ossing@gfz-potsdam.de
www.gfz-potsdam.de

HMI Hahn-Meitner-Institut Berlin GmbH
Glienicker Straße 100 • 14109 Berlin
Dr. Ina Helms:
Telefon 030/8062-2034
E-Mail: info@hmi.de • www.hmi.de

Institutsteil Adlershof • Abt. Photovoltaik
Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin

ISFH Institut für Solarenergieforschung GmbH
Hameln/Emmerthal
Am Ohrberg 1 • 31860 Emmerthal
Dr. Roland Goslich:
Telefon 05151/999-302
E-Mail: info@isfh.de
www.isfh.de

ISET Institut für Solare Energieversorgungstechnik
Verein an der Universität Kassel e.V.
Königstor 59 • 34119 Kassel
Uwe Krengel:
Telefon 0561/7294-345
E-Mail: ukrengel@iset.uni-kassel.de
www.iset.uni-kassel.de

Standort Hanau
Rodenbacher Chaussee 6 • 63457 Hanau

ZAE Bayerisches Zentrum für
Angewandte Energieforschung e.V.
Am Hubland • 97074 Würzburg
Matthias Groll:
Telefon 0931/70564-51
E-Mail: groll@zae.uni-wuerzburg.de
www.zae-bayern.de

Standort Garching
Walther-Meißner-str. 6 • 85748 Garching

Standort Erlangen
Am Weichselgarten 7 • 91058 Erlangen

ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg
Gemeinnützige Stiftung
Industriestraße 6 • 70565 Stuttgart
Karl-Heinz Frietsch:
Telefon 0711/7870-206
E-Mail: info@zsw-bw.de
www.zsw-bw.de

Standort Ulm
Helmholtzstraße 8 • 89081 Ulm

ForschungsVerbund Sonnenenergie
Geschäftsstelle
Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin
Telefax 030/8062-1333
E-Mail: fvs@hmi.de

Dr. Gerd Stadermann (Geschäftsführer)
Telefon 030/8062-1338

Petra Szczepanski (Öffentlichkeitsarbeit)
Telefon 030/8062-1337

Impressum • Themen 2006

Forschung und Innovation für eine nachhaltige Energieversorgung

Herausgeber

Dr. Gerd Stadermann
ForschungsVerbund Sonnenenergie
Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin

Telefon (030) 8062-1338
Fax (030) 8062-1333
E-Mail: fvs@hmi.de
www.FV-Sonnenenergie.de

Redaktion

Dr. Gerd Stadermann
Petra Szczepanski

Design

PEPERONI Werbeagentur GmbH
Prenzlauer Allee 193 • 10405 Berlin

Druck

Oktoberdruck AG
Rudolfstrasse 1-8 • 10245 Berlin

Berlin, Juni 2007

ISSN • 0939-7582

Diese Broschüre wurde auf chlorfrei gebleichtem Papier gedruckt.

Die FVS-Jahrestagung 2006 unterstützten:

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- IeXsolar GmbH
- IKS Photovoltaik Kunsch und Schröder GbR
- Heliocentris Energiesysteme GmbH

Der ForschungsVerbund Sonnenenergie wird gefördert vom:

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
- Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV)
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)

Notizen

Notizen

FVS ForschungsVerbund Sonnenenergie

ForschungsVerbund Sonnenenergie • Geschäftsstelle c/o Hahn-Meitner-Institut • Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin
Telefon: (030) 80 62-1338 • Telefax: (030) 80 62-1333 • E-Mail: fvs@hmi.de • www.FV-Sonnenenergie.de