

**Elektrizität:
Schlüssel zu einem nachhaltigen und
klimaverträglichen Energiesystem**

Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e. V.

Juni 2010

**Elektrizität:
Schlüssel zu einem nachhaltigen und
klimaverträglichen Energiesystem**

Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Vorwort

Die Folgen des anthropogenen Klimawandels stellen eine der größten Herausforderungen für die weltweite Zivilisation dar. Wenn es nicht gelingt, die Produktion von Kohlendioxid (CO₂) bei der Energieversorgung drastisch zu reduzieren, werden sich gravierende globale Veränderungen ergeben. Die Schaffung einer klimagerechten Energieversorgung gehört deshalb zu den „Großen Herausforderungen“ dieses Jahrhunderts. Besonders die Naturwissenschaften sind gefordert, über Ländergrenzen und Disziplinen hinweg effiziente Lösungen zu suchen und zur Anwendungsreife zu entwickeln.

Vor diesem Hintergrund sieht es die Deutsche Physikalische Gesellschaft (DPG) als ihre Verpflichtung an, die Möglichkeiten und Perspektiven für CO₂-Vermeidung bei der Erzeugung und dem Verbrauch von Energie zu untersuchen. Die vorliegende Studie „Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem“ wurde durch den Arbeitskreis Energie (AKE) der DPG erstellt. Mit ihr möchte die DPG als wissenschaftliche Fachgesellschaft einen Beitrag zur Diskussion der Klima- und Energiepolitik im deutschen und europäischen Rahmen leisten.

Klimagerechte Energieversorgung ist ein komplexes interdisziplinäres Problem, zu dessen Lösung physikalische Fakten und Methoden nicht ausreichen. Ihre Kenntnis ist aber unverzichtbare Basis für notwendige politische Entscheidungen. Die vorliegende Studie konzentriert sich auf diese Basis und versucht, anstelle eigener Empfehlungen die Bandbreite möglicher Optionen und deren physikalische Hintergründe darzustellen. Es wurde eine sachlich orientierte Analyse der Energieversorgung und -nutzung in der ersten Hälfte des 21. Jahrhunderts erarbeitet. Wenngleich kein Anspruch auf Vollständigkeit besteht, werden doch alle wichtigen Entwicklungsoptionen für ein CO₂-armes Energiesystem betrachtet. Insbesondere wird gezeigt, dass der elektrischen Energie im Zusammenspiel der verschiedenen Energieformen eine stetig wachsende Bedeutung zukommt und zukommen wird.

Physikalische Zusammenhänge spielen bei vielen der möglichen technischen Lösungen eine entscheidende Rolle. Sie erfolgreich zu verwirklichen erfordert Fachwissen, Innovation, Denken in strategischen Perspektiven und Ausdauer. Die DPG wird auch in Zukunft bereit sein, Ihre diesbezüglichen Kompetenzen zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen bereitzustellen.

Wolfgang Sandner



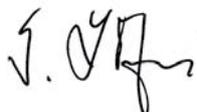
Präsident der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Martin Keilhacker



Leiter des Arbeitskreises Energie in der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Gerd Litfin



Vizepräsident der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Eberhard Umbach



Präsident a.D. der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	7
Einleitung	15
Teil I: Nutzung von elektrischer Energie	18
1. Nutzungssektoren (Haushalt, Gewerbe, Industrie)	18
1.1 Private Haushalte	21
1.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	23
1.3 Industrie	24
1.4 Einsparpotenziale	25
2. Thermodynamisch optimiertes Heizen	27
2.1 Die zum Heizen benötigte Exergie	27
2.2 Quellen für Heizenergie und ihr Exergiegehalt	29
2.3 Optimierung von Gebäudeisolierung und Wärmebereitstellung	33
2.4 Zusammenfassung und Ausblick	34
3. Transport – Elektromobilität	35
3.1 Einleitung	35
3.2 Öffentlicher Personenverkehr	37
3.3 Individualverkehr – das Elektroauto	37
3.4 Zusammenfassung und Ausblick	43
Teil II: Bereitstellung von elektrischer Energie	46
1. Thermische Kraftwerke auf fossiler Basis	46
1.1 Die Rolle der fossilen Kraftwerke weltweit und in Europa/Deutschland	46
1.2 CO ₂ -Reduktion mit konventionellen Technologien: Wirkungsgradverbesserung und Ersatz von Kohle durch Erdgas	48
1.3 Zukünftige Entwicklung: CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (CCS)	50
1.4 Abschätzung der bis 2030 erreichbaren Senkung der CO ₂ -Emissionen bei der Stromerzeugung	55
1.5 Zusammenfassung und Ausblick	58
2. Kernkraftwerke	61
2.1 Internationale Situation	61
2.2 Status quo in Deutschland	66
2.3 Versorgung und Entsorgung	69
2.4 Zusammenfassung und Ausblick	71

3.	Kraft-Wärme-Kopplung und Systemvergleich	73
3.1	Die Besonderheiten der Kraft-Wärme-Kopplung	74
3.2	Vergleich: Erdgas KWK und getrennte Strom- und Wärmeerzeugung	76
3.3	Die KWK in der Energiepolitik und der öffentlichen Diskussion	83
3.4	Skizze zur Optimierung des Erdgaseinsatzes für Gebäudewärme	86
3.5	Zusammenfassung und Ausblick	87
4.	Biomassekraftwerke	89
4.1	Einleitung	89
4.2	Nutzung von Biomasse für Energieerzeugung	89
4.3	Potenziale	90
4.4	Flächennutzungskonkurrenz und ökologische Aspekte	91
4.5	Ausblick	93
5.	Solare Elektrizitätserzeugung	95
5.1	Einleitung	96
5.2	Photovoltaische Stromerzeugung	97
5.3	Konzentrierende Solarthermische Stromerzeugung	104
6.	Windkraft	108
6.1	Windkraft in Deutschland und weltweit	108
6.2	Ausbau der Windenergie, hauptsächlich auf hoher See	108
6.3	Staatliche Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz	109
6.4	Bedarf der Windenergie an konventioneller Regel- und Reserveleistung	110
6.5	Erforderlicher Netzausbau	111
6.6	Zusammenfassung und Ausblick	112
7.	Wasserkraft	113
7.1	Fließwasserkraftwerke, Stauseen	113
7.2	Meeresenergie	114
7.3	Ausblick	117
8.	Elektrizität aus geothermischen Quellen	118
8.1	Einführung	118
8.2	Technologien	118
8.3	Anwendung und Potenzial	119
8.4	Kosten und Umweltaspekte	120
8.5	Ausblick	121
9.	Fusionskraftwerke	122
9.1	Physikalische Grundlagen und Stand der Entwicklung	122
9.2	Der Weg zum Fusionsreaktor: ITER, DEMO, Reaktorstudien	122

Teil III: Transport und Speicherung von elektrischer Energie	125
1. Stromnetze und Systemaspekte	125
1.1 Einleitung	125
1.2 Effizienter Stromtransport und Systemaspekte	126
1.3 Smart Grid	130
2. Stromspeichertechniken	132
2.1 Einführung	132
2.2 Mechanische Speicher: Schwungrad	133
2.3 Hydraulische Speicher	133
2.4 Elektrische Speicher: Supraleitende Spulen und Doppelschichtkondensatoren	134
2.5 Elektrochemische Speicher	134
2.6 Zusammenfassung elektrische Speicher	137
2.7 Wärmespeicher für solarthermische Kraftwerke	137
2.8 Zusammenfassung und Ausblick	139
Ausblick auf eine Zukunft mit niedrigen CO₂-Emissionen	140
Autoren und Impressum	144

Zusammenfassung

Der Klimawandel mit seinen potenziell großen Gefahren für die Menschheit erfordert einen Umbau der Energieversorgung mit dem Ziel einer drastischen Reduzierung der CO₂-Emissionen. Die vorliegende Studie gibt eine Bestandsaufnahme der gegenwärtigen Nutzung von Elektrizität und eine Vorausschau auf die Rolle, die sie in einer auf CO₂-Vermeidung bei Erzeugung und Verbrauch von Energie bedachten modernen Gesellschaft wie der deutschen spielen könnte. Es spricht vieles dafür, dass die Bedeutung des Stroms im Zusammenspiel der verschiedenen Energieformen wie in der Vergangenheit so auch in den kommenden Jahrzehnten stetig anwachsen wird.

Generell geht die vorliegende Studie von der Situation aus, die von der DPG in ihrer Publikation aus dem Jahr 2005 *Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020* dargestellt wurde, und betrachtet mit Blick auf den Zeitraum bis ca. 2030 im Allgemeinen die Situation in Deutschland. Wo angebracht, wird dies in den größeren Zusammenhang der EU bzw. der ganzen Welt gestellt und der Zeithorizont bis ca. 2050 erweitert. Allerdings wird nicht der Anspruch einer vollständigen, alle Aspekte in gleicher Weise berücksichtigenden Analyse erhoben, vielmehr ist die Absicht, Punkte von besonderer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung herauszuheben und Themen anzusprechen, bei denen es nützlich erscheint, die eingeschlagene Richtung bzw. Prioritätensetzung zu überdenken.

Die Studie ist in drei Teile gegliedert: Nutzung, Bereitstellung und Verteilung elektrischer Energie. Sie schließt mit einem Ausblick auf die Rolle der Elektrizität in einem zukünftigen nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem.

1. Nutzung von Elektrischer Energie

Nutzungssektoren – Strombedarf wird weiter steigen

Der Anteil elektrischer Energie beträgt in Deutschland z.Zt. ca. 22% des Endenergieverbrauchs. Er wird statistisch nach Nutzungssektoren erfasst. Größter Verbraucher ist der Sektor Industrie (43%), gefolgt von Privaten Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) (je ca. 27%). In allen diesen Sektoren steigt der Verbrauch elektrischer Energie, am meisten im GHD-Sektor. Ein mit 4% sehr kleiner vierter Sektor betrifft den Transport, in dem elektrische Energie bislang ausschließlich für den Schienenverkehr eine Rolle spielt.

Der Stromverbrauch in Privaten Haushalten wird durch die Vielzahl von elektrischen und elektronischen Geräten bestimmt. Einsparpotenziale bestehen in vieler Hinsicht: Austausch energieineffizienter Geräte, Verringerung von Stand-by-Verlusten, Ersatz von Glühbirnen im energetisch allerdings relativ unbedeutenden Beleuchtungsbereich u.a.. Sie können jedoch den Mehrverbrauch einer kontinuierlich wachsenden Zahl von Geräten und Zweitgeräten nicht wettmachen – Verhaltensänderungen der Verbraucher werden für weitere Einsparungen am wichtigsten sein. In den Sektoren GHD und Industrie wird die Verbrauchsentwicklung wesentlich vom Wirtschaftswachstum bestimmt, allerdings gemindert durch weiter mögliche substanzielle Erhöhungen der Energieeffizienz. Insgesamt kann erwartet werden, dass der Stromverbrauch und damit die Rolle der Elektrizität im Energiemix langfristig weiter ansteigen wird – Schätzungen liegen bei ca. 1% - 1,4% pro Jahr.

Heizen mit kleinen Temperaturdifferenzen – Zweckmäßigkeit elektrisch betriebener Wärmepumpen

Bei der Bereitstellung von Niedertemperaturwärme für Gebäudeheizung (sie macht 70% des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte aus) besteht ein großes Einsparpotenzial, das durch das Prinzip des „Heizens mit kleinen Temperaturdifferenzen“ realisiert werden kann. Anwendungsmöglichkeiten dafür sind die Kraft-Wärme-Kopplung und das Heizen mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen (siehe auch Abschnitt KWK).

Für die drei Grundaufgaben der Energiedienstleistung „warmes Haus“, nämlich Heizen, Lüften und Warmwasserbereitung, kann man auf diese Weise mit etwa einem Drittel derjenigen Energie auskommen, die bei „üblicher Heizung“ benötigt würde. Um den Primärenergieeinsatz so klein wie möglich zu halten, bedarf es dabei eines ganzheitlichen Konzepts: Nach der thermischen Sanierung des Gebäudes einschließlich der Auslegung der Heizflächen auf niedrige Temperaturen (Fußboden- bzw. Wandheizung) und der Ausnutzung „freier“ Energiequellen (Solarenergie, Abwärme etc.) kann der verbleibende sehr geringe Heizenergiebedarf gut mit elektrischen Wärmepumpen abgedeckt werden.

Perspektiven und Probleme der Elektromobilität – Schlüsselement: Batterien hoher Energiedichte

Das Elektroauto bzw. allgemeiner die Elektrifizierung des Verkehrs (Stichwort „Elektromobilität“) kann den Verbrauch von Erdöl mindern und klimaschädliche CO₂- sowie Schadstoffemissionen vermeiden, vorausgesetzt der Strom wird nicht-fossil hergestellt. Ein großer Vorteil des Batterie-Elektroantriebs liegt in seinem hohen Wirkungsgrad (70-80% verglichen mit 20-28% beim Verbrennungsmotor). Allerdings relativiert sich dieses Bild, wenn der Wirkungsgrad der Stromerzeugung, der Energieaufwand für die Herstellung der Batterie, Verluste bei Ladezyklen u.a. mitberücksichtigt werden.

Zentrales Element ist die Entwicklung geeigneter Batterien: Selbst die fortschrittlichsten Lithium-Ionen-Batterien sind in der Energiedichte und bei den Herstellungskosten noch um etwa einen Faktor 5 von den Zielwerten entfernt und trotz großer Anstrengungen in Forschung und Entwicklung kann heute noch niemand den Erfolg garantieren. Auch bei günstiger Entwicklung wird es deshalb wohl noch mindestens 20 Jahre dauern, bis batteriegetriebene Elektrofahrzeuge am Markt eine wesentliche Rolle spielen werden. Dann muss sich auch zeigen, in welchem Maß sich die Vision realisieren lässt, die Elektrofahrzeuge in ein „intelligentes“ Netz zu integrieren und ihre Batterien als Speicher für fluktuierende erneuerbare Energien zu nutzen.

Ob Elektromobilität, sei es batteriegetrieben oder mit Brennstoffzellen, die vielfach erwartete Rolle spielen wird, muss sich in Konkurrenz zum „konventionellen“ Verbrennungsmotor (Benzin bzw. Diesel) erweisen, bei dem noch ein beträchtliches Entwicklungspotenzial hinsichtlich Energieeinsparung und CO₂-Reduktion (Schätzungen gehen von 20-30% in den nächsten Jahren aus) erwartet wird.

2. Bereitstellung von Elektrischer Energie – Vielgestaltige Möglichkeiten für zukünftigen Energiemix

Fossile thermische Kraftwerke – Notwendigkeit von CO₂-Abscheidung und -Lagerung

In thermischen Kraftwerken dominiert weltweit die Nutzung von Kohle (zunehmend auch Erdgas, zusammen ca. 63%) und das wird noch viele Jahrzehnte so bleiben – gleichzeitig ist die Verbrennung von Kohle der intensivste Verursacher von anthropogenen CO₂-Emissionen. Eine weitere Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade und/oder der Übergang von Kohle zu Erdgas könnten die CO₂-Emissionen des deutschen fossilen Kraftwerksparks bis 2030 vielleicht um jeweils 15% bzw. 25% reduzieren. Der für das Erreichen der Klimaschutz-

ziele notwendige Durchbruch kann jedoch nur mit der Technik der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) gelingen. Damit könnten die Emissionen auf rund 100 gCO₂/kWh gedrückt werden, was einer Reduktion um fast 90% gegenüber 1990 entspräche.

Für die CO₂-Abscheidung existieren verschiedene aussichtsreiche Verfahren, die aber alle noch zu großtechnischer Reife entwickelt und in Demonstrationsanlagen getestet werden müssen – ihr genereller Einsatz wird deshalb frühestens in 10-15 Jahren, möglicherweise sogar nicht vor 2030 erfolgen können. Es ist zu hoffen, dass bis dahin die erneuerbaren Energiesysteme einen wesentlichen Teil der Stromversorgung decken können. Ansonsten muss der Energiebedarf weiterhin mit den nach heutigem Stand verfügbaren Energiequellen gedeckt werden.

Während es für die Abscheidung des Kohlendioxids technische Lösungen geben wird, ist seine langfristige Speicherung wesentlich problematischer. Vorgesehen ist die Speicherung in dichten geologischen Formationen, ausgebeuteten Erdöl- bzw. Erdgasfeldern und sog. Aquiferen, für die es allerdings in Deutschland nur begrenzte Speichermöglichkeiten gibt. Überdies muss die Sicherheit und Effektivität dieser Speicherung erst noch geklärt und die Zustimmung der betroffenen Bevölkerung gewonnen werden.

Das CCS-Verfahren ist nicht ohne Preis: Sein Einsatz kostet bei heutigem Stand der Technik 8-14 Prozentpunkte beim Wirkungsgrad und wird damit, abhängig vom Kraftwerkswirkungsgrad, den Brennstoffverbrauch, bezogen auf das gleiche Endenergieangebot, um typisch 20-35% erhöhen.

Kernkraftwerke – neben Erneuerbaren Energien bisher einzige CO₂-arme Energiequelle

Weltweit hat eine gewisse Neubewertung der Kernenergie stattgefunden. Internationale Organisationen (IAEA, IEA, OECD/NEA, EU und der Weltklimarat IPCC) halten für die nächsten Jahrzehnte einen steigenden Beitrag der Kernenergie zur Stromversorgung für notwendig. Ausschlaggebend für diese Einschätzung ist neben Fragen der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit vor allem der Aspekt der Klimaverträglichkeit. Allerdings bestehen in verschiedenen Ländern unterschiedlich starke Vorbehalte gegenüber der Kernenergie, die hauptsächlich die Entsorgung und Betriebssicherheit betreffen. Damit ist die Nutzung der Kernenergie eine politische Frage national unterschiedlicher Bewertung.

Lebenszyklusanalysen der CO₂-Emissionen verschiedener Kraftwerkstypen zeigen, dass die Kernenergie, ähnlich der Wind- und Wasserkraft, nahezu CO₂-frei ist¹. Die deutschen Kernkraftwerke können technisch gesehen mit Regelenergie den Ausbau zeitlich fluktuierender regenerativer Stromerzeugung unterstützen: Sie sind im oberen Leistungsbereich (zwischen 50 und 100% Nennleistung) für schnelle Laständerungen ausgelegt und können auch im Kraft-Wärme-Kopplungs-Modus betrieben werden.

Kernenergie könnte in Deutschland zumindest in den nächsten beiden Jahrzehnten einen wesentlichen Beitrag zu einer CO₂-armen Stromversorgung leisten. Sie könnte auch dazu beitragen, für die Entwicklung und Einführung der CCS-Technik mehr Zeit zu gewinnen. Insbesondere aber könnte mit ihr der Ausfall praktisch CO₂-freier Stromerzeugung vermieden werden, falls trotz eines zügigen Ausbaus der erneuerbaren Energien das Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung innerhalb der gesteckten Fristen sonst nicht erreichbar wäre. Jenseits der fachlichen Aspekte dieser Studie spielt dann die politische Abwägung zwischen Erreichen der Klimaschutzziele und Risiken der Kernenergie eine Rolle.

¹ Die restliche CO₂-Belastung ist durch den fossilen Energieaufwand bei der Konstruktion und der Brennstoffaufbereitung verursacht. Sie wird sich langfristig mit dem Übergang auf ein Energiesystem mit geringerem Einsatz fossiler Brennstoffe verringern.

Die Nutzung der Kernenergie müsste dann in ein energie- und klimapolitisches Gesamtkonzept eingebunden werden in dem auch, und mit wachsender Dringlichkeit, das weitere Vorgehen bei der Entsorgung hochradioaktiven Abfalls festzulegen wäre.

Kraft-Wärme-Kopplung und Systemvergleich – Relativierung der Vorteile

Die gleichzeitige Erzeugung und Nutzung von Wärme und elektrischem Strom in Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK) Anlagen soll der besseren Ausnutzung des Brennstoffs dienen. Sie wird in Politik und Öffentlichkeit als ein wesentlicher Baustein für das Erreichen der gesetzten CO₂-Reduktionsziele angesehen (weswegen der KWK-Anteil am Strom bis 2020 auf 25% verdoppelt werden soll). In der Studie wird jedoch gezeigt, dass viele KWK-Anlagen diesem Anspruch nicht genügen: Bei einem ganzheitlichen Vergleich mit der getrennten Erzeugung von Strom in einem GuD-Kraftwerk und dezentraler Wärme mittels Brennwertkessel sind die betrachteten KWK-Anlagen nur geringfügig besser und in manchen Fällen sogar etwas schlechter. Beim Vergleich mit einer Kombination aus GuD-Anlage und dezentralen elektrischen Wärmepumpen (mit Strom aus der GuD-Anlage) sind die betrachteten KWK-Anlagen sogar generell deutlich unterlegen.

An diesem Beispiel wird deutlich, dass es energiepolitisch wesentlich zweckmäßiger wäre, statt bestimmte technologische Lösungen vorzuschreiben, allgemeine Anreize für tatsächlich nachweisbare Energieeinsparungen zu geben, zum Beispiel über einen „linearen Energieeinspartarif“.

In einem Gesamtkonzept zum Einsatz von Erdgas wird vorgeschlagen, seine „bloße Verbrennung“ im Gebäudebereich zu verringern und es stattdessen zur Stromerzeugung in zentralen, hocheffizienten GuD-Anlagen zu verwenden. Nach thermischer Sanierung können die Gebäude dann mit elektrischen Wärmepumpen beheizt werden, die ihren Strom aus diesen GuD-Anlagen beziehen.

Biomassekraftwerke – verstärkte Verwendung von Restbiomasse, begrenzte Rolle für Strom

Biomasse (und Müllverbrennung) haben gegenwärtig einen Anteil von 3,1% an der deutschen Stromerzeugung. Eine Verdopplung dieses Anteils in den nächsten zehn Jahren wird für wahrscheinlich gehalten. Das gesamte Biomasse-Potenzial wird bei >1,3 EJ/a gesehen und könnte theoretisch, wenn es ausschließlich zur Stromerzeugung genutzt würde, gut ein Fünftel zur deutschen Bruttostromerzeugung beitragen.

Weltweit und auch in Deutschland steht der Energiepflanzenanbau – hauptsächlich wegen der forcierten Erzeugung von Bio-Diesel (in Europa) und Bio-Ethanol (vorwiegend in den USA und Brasilien) – in Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Deshalb konzentriert sich die Entwicklung auf die Bewirtschaftung anderweitig nicht nutzbarer Anbauflächen sowie auf Verfahren zur verstärkten Verwendung von Restbiomasse (Stroh, Abfallholz etc.) und unkonventioneller Biomasse (z.B. aus Algen). Diese Verfahren der 2. und 3. Generation erfordern noch intensive Forschung und Entwicklung. Berücksichtigt man, dass der Ersatz fossiler Treibstoffe für Fahrzeuge als die vorwiegende Nutzung von Biomasse gesehen wird, wird die Stromerzeugung aus Biomasse wohl eher am unteren Ende der Voraussagen liegen.

Solare Elektrizitätserzeugung: Photovoltaik – Investitionen in öffentliche und industrielle FuE sind entscheidend

Solare (photovoltaische und solarthermische) Stromerzeugung hat weltweit dort ein großes Potenzial, wo günstige Einstrahlungsbedingungen herrschen. In Deutschland kann auf Grund des geringen Anteils direkter Strahlung praktisch nur Photovoltaik für Stromerzeugung genutzt werden, aber auch für diese Systeme bringen die Einstrahlungsbedingungen Einschränkungen mit sich. So entspricht die Leistung der deutschen Photo-

voltaikanlagen im Jahresmittel nur einem Zehntel der Nominalleistung und entsprechend gering ist ihr Beitrag (2008: 0,7%) zur Stromerzeugung. Wetterbedingte Fluktuationen und der sehr geringe Stromertrag im Winter sind hierzulande ungünstig. Südliche Standorte bieten typisch um einen Faktor 2 bessere Bedingungen. Grundsätzlich kann in Deutschland Photovoltaik, die nachts keinen und im Winter nur wenig Strom erzeugt, keine anderen Kraftwerke ersetzen sondern nur einen Teil der für deren Stromproduktion benötigten Brennstoffmenge, solange nicht geeignete Stromspeichermöglichkeiten in ausreichendem Umfang existieren.

Photovoltaik ist von allen erneuerbaren Energiesystemen noch am weitesten von Wettbewerbsfähigkeit entfernt. Für Verbesserungen gibt es vielfältige Forschungs- und Entwicklungsansätze sowohl für kristalline und amorphe Si-basierte Systeme, für Dünnschichtzellen und auch für die neuartigen organischen und Farbstoffzellen. Allerdings liegt die Forschungsintensität der deutschen Photovoltaikindustrie mit <1,5% des Branchenumsatzes nur bei einem Zehntel dessen, was in anderen forschungsstarken Industrien in FuE investiert wird. Auch die öffentlichen FuE-Aufwendungen sind, gemessen an den gegenwärtig jährlich bereits über drei Milliarden Euro Marktunterstützung durch das EEG und ebenfalls jährlich um über 14 Milliarden Euro wachsenden Verpflichtungen, sehr bescheiden. Erheblich größere FuE-Anstrengungen sind im öffentlichen und insbesondere im industriellen Bereich erforderlich, um der deutschen Industrie international dauerhaft eine starke Position zu verschaffen.

Solare Elektrizitätserzeugung: Konzentrierende Solarthermie – aussichtsreiche Stromquelle im Sonnengürtel der Erde mit FuE Bedarf

Stromerzeugung mittels konzentrierender Solarthermie (CSP) ist nur in (südlichen) Regionen mit einem hohen Anteil an direkter Solarstrahlung möglich, hat dort aber ein großes Potenzial mit sehr ausgeglichenem Jahresgang. Mittels Wärmespeichern bzw. fossiler oder Biomasse-Beifeuerung kann die Stromerzeugung in die Abendstunden oder ggf. auf 24h-Betrieb ausgedehnt werden. Für die Übertragung nach Europa müssten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) gebaut werden, deren Verluste vergleichsweise gering sind (<20% bei 4000 km). Weitere Forschung und Entwicklung ist insbesondere bei den Solarturm- und Speichertechnologien wichtig. Sie wird darüber entscheiden, ob die projektierten günstigen Stromerzeugungskosten erzielt werden können.

Windenergieanlagen –

Weiterentwicklung durch Offshore-Anlagen und weiträumige Vernetzung

Windenergie liefert in Deutschland den bei weitem größten Beitrag zum erneuerbaren Stromangebot: Im Jahr 2009 kamen bereits 6,3% des erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen (Onshore); nach den Ausbauszenarien des Umweltministeriums („Leitszenario 2009“) könnte dieser Anteil bis zum Jahr 2020 auf ca. 15% und bis 2030 auf ca. 26% (davon etwa die Hälfte Offshore) ansteigen. Die Förderung der Windkraft durch das EEG kostet heute allerdings bereits über drei Milliarden Euro pro Jahr (plus der Verbindlichkeiten für die kommenden Jahre, die mit der Inbetriebnahme jeder neuen Windkraftanlage entstehen).

Das größte Problem der Windenergie (und in noch höherem Maß der Photovoltaik) sind ihre großen zeitlichen Schwankungen. Eine Analyse zeigt, dass der „Leistungskredit“ der in Deutschland installierten und vorgesehenen Windenergieanlagen (das ist der Betrag an konventioneller Leistung, der durch Einbindung von Windenergie substituiert werden kann, ohne die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu reduzieren) im Jahr 2010 knapp 10% betragen und dann bis 2030 mit zunehmendem Windkraftausbau auf etwa 3% fallen wird. Das bedeutet, dass zunächst 90% und später 97% der Netzhöchstlast parallel zur Windenergieerzeugung mit anderen, bis auf weiteres zumeist konventionellen Kraftwerken vorgehalten werden muss. Außerdem wird zum Ausgleich von Ungenauigkeiten in der Windprognose noch eine beträchtliche Regelleistung (einige Gigawatt) benötigt.

Die Anforderungen an Ersatz- und Regelleistung würden sich wesentlich verringern, wenn Windenergieanlagen großräumig an möglichst vielen unterschiedlichen Standorten miteinander vernetzt würden. Der Aufbau eines europäischen (Super-) Verbundnetzes ist deshalb eine der wichtigsten Voraussetzungen für den Erfolg nicht nur der Windenergie sondern generell aller Bemühungen, einen großen Teil des Strombedarfs langfristig aus erneuerbaren Energiequellen zu decken.

Wasserkraft – Potenzial in Deutschland weitgehend ausgeschöpft, weltweite Nutzung von Meeresenergie noch zu entwickeln

Wasserkraft trägt weltweit ca. 16% und in Deutschland ca. 3,5% zur Stromerzeugung bei. Dabei handelt es sich bislang nahezu ausschließlich um Kraftwerke an Flüssen und Stauseen. Der Ausbaugrad in Deutschland ist hoch, und eine nennenswerte weitere Steigerung der Kapazität kann nicht erwartet werden. Unter den erneuerbaren Energien ist Wasserkraft ein wesentliches Element zur Bereitstellung von wirtschaftlich günstiger und ausfallsicherer elektrischer Grund- und Regelleistung.

Meeresenergie wird bislang nur in ersten Ansätzen genutzt. Wellen- und Brandungskraftwerke versprechen bei Wellenhöhen von 1,5-2 m einen Ertrag von ca. 10 kW pro Meter Länge. Für die großtechnische Nutzung von Wellenenergie und auch von Meeresströmungen und Tidenhub gibt es in deutschen Gewässern kaum geeignete Standorte. Auch Osmosekraftwerke, die den Gradienten der Salzkonzentration zwischen Meer- und Süßwasser an Flussmündungen nutzen, haben hier nur ein begrenztes praktisches Potenzial. Weltweit könnte Meeresenergie aber einen merklichen Anteil zur Stromerzeugung beitragen, doch haben praktische Probleme bisher einem wesentlichen Ausbau entgegengestanden, und weitere Forschung und Entwicklung sind erforderlich.

Elektrizität aus geothermischen Quellen – noch kaum genutzt, grundlastfähig und für viele Weltregionen interessant

Geothermische Energie wird seit Beginn des 20. Jahrhunderts zur Stromerzeugung genutzt und liefert heute weltweit eine elektrische Leistung $>10 \text{ GW}_e$ mit Zuwächsen im zweistelligen Prozentbereich. Für Europa wird ein erschließbares Potenzial von 50 GW_e angenommen, wobei vor allem Regionen mit geothermalen Anomalien attraktiv sind. In Deutschland (Potenzial ca. $10\text{-}15 \text{ GW}_e$ für ca. 100 Jahre) muss mindestens 3000 m, oft $>5000 \text{ m}$ tief gebohrt werden, um ein ausreichendes Temperaturgefälle zu realisieren.

Die Nutzung geothermaler Stromerzeugung in Deutschland aber auch in vielen anderen Regionen der Erde ist noch weitgehend im Versuchsstadium und für die erforderlichen Technologien können noch Lernkurven mit wesentlichen Kostenreduktionen erwartet werden. Geothermie erlaubt grundsätzlich Stromerzeugung mit vorteilhaften konstanten Jahres- und Tagesgängen, hoher Verfügbarkeit und geringen Emissionen. Deutsche Technologie könnte bei geeigneter Unterstützung durch Forschung und Entwicklung einen wesentlichen Anteil am rasch wachsenden internationalen Markt gewinnen.

Fusionskraftwerke – langfristige FuE mit großer Hoffnung für die Zukunft

Fusionskraftwerke können Grundlaststrom liefern, da ihr Betrieb im Allgemeinen keinen tages-, jahreszeitlich oder wetterbedingten Fluktuationen unterworfen ist. Die Ausgangsbrennstoffe Deuterium und Lithium sind nicht radioaktiv und der Betrieb von Fusionskraftwerken sollte eine sehr gute Umweltbilanz aufweisen. Prinzipiell gibt es keine denen der Kernspaltung vergleichbaren Großrisiken. Auch sollte mit den in Entwicklung befindlichen Materialien die Notwendigkeit einer Endlagerung von umfangreichen Mengen langlebigen radioaktiven Materials vermieden werden können. Damit könnte Kernfusion langfristig in großem Umfang zu einer sauberen, gefahrlosen und versorgungssicheren Stromversorgung beitragen.

Allerdings ist noch erhebliche FuE für diese Technologie erforderlich, die mit dem Konzept des magnetischen Einschlusses insbesondere mit dem internationalen ITER Projekt vorangetrieben wird. Mit der Verfügbarkeit hocheffizienter Treiberlaser wird seit kurzem auch die Möglichkeit der Energiegewinnung durch lasergetriebene Trägheitsfusion in der EU, den USA und Japan intensiver untersucht. Bei erfolgreicher Entwicklung könnte die Fusion in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts eine wichtige Stromerzeugungsquelle werden.

3. Verteilung Elektrischer Energie

Stromnetze und Systemaspekte – entscheidend für überregionale Synergie, Versorgungssicherheit und Effizienz

Der massive Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung stellt qualitativ neue Herausforderungen an das Stromnetz. Die Situation wird sich noch deutlich verschärfen, wenn der Anteil der Windenergie weiter steigt und in den Hauptausbaubereichen bei Starkwind wesentlich mehr Leistung produziert als verbraucht wird, was einen entsprechenden Ausbau der Netzkapazität erfordert, sofern dort nicht große, zeitlich flexible Verbrauchsmöglichkeiten z.B. mit Wasserstoffgewinnung (für Einspeisung in das Erdgasnetz) oder andere Speichermöglichkeiten geschaffen werden. In jedem Fall sind zum überregionalen Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung und für einen effizienten Stromhandel ein Stromnetz mit großer weiträumiger (auch europaweiter) Transportkapazität und ein intelligentes Netzmanagement erforderlich. Auch das lokale Verteilernetz soll mit Kommunikationstechnologie intelligent gemacht werden, um eine neue Qualität der Tarifflexibilität und Verbrauchssteuerung zu ermöglichen. Ob dieses „Smart Grid“ zu Einsparungen beim Stromverbrauch führen wird, die im Gesamtkontext wesentlich sind, bleibt abzuwarten.

Stromspeicherung – von großer Bedeutung, aber bislang begrenzte Potenziale

Für wirtschaftliche Stromspeicherung in einem Größenbereich, der für das Lastmanagement im gesamten Stromverbund relevant ist, stehen derzeit nur Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung, bei denen jedoch in Deutschland kein wesentlicher Zubau mehr möglich ist und in Europa nur Norwegen noch ein größeres unerschlossenes Potenzial – allerdings auch begrenzt durch Umweltauflagen – hat. Adiabatische Druckluftspeicher (mit integrierter Wärmespeicherung) könnten großtechnisch relevant werden, sind jedoch noch nicht erprobt und ihre Systemkosten liegen vermutlich deutlich höher. Elektrochemische Speicher kommen im Allgemeinen wegen ihres geringen Speichervermögens und ihrer hohen Kosten für das großtechnische Netzmanagement bisher nicht in Frage. In Zusammenhang mit Stromspeicherung ist auch die Entwicklung von Wärmespeichern für solarthermische Kraftwerke zu nennen (sie ersetzen hier die Funktion von Stromspeichern), mit denen die Stromerzeugung in die Abendstunden oder sogar auf 24 Stunden ausgedehnt werden kann.

Bei Fahrzeugbatterien und Brennstoffzellen sind auf Grund der laufenden intensiven weltweiten Forschungsanstrengungen in den nächsten Jahren weiter verbesserte Eigenschaften zu erwarten. Wenn einmal Elektrofahrzeuge einen wesentlichen Anteil am gesamten Fahrzeugbestand bilden, könnten ihre Batterien zur Stromspeicherung verwendet werden – ob sich das zu einem wesentlichen Element in einem „Smart Grid“ entwickeln wird, bleibt abzuwarten.

4. Ausblick – Elektrizität als Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem

Die vorliegende Studie befasst sich hauptsächlich mit Aspekten der Elektrizitätsnutzung und -versorgung in der näheren und mittelfristigen Zukunft (Zeithorizont 2030). Es wird aber auch die längerfristige Perspektive betrachtet, hin zu einem System der elektrischen Energieversorgung, dessen CO₂-Emissionen immer weiter

reduziert werden. Diese Perspektive ist nicht unrealistisch: Um das Jahr 2020 könnten in Deutschland bereits 50% Strom CO₂-frei erzeugt werden, wenn die Ziele für erneuerbare Energien erreicht werden und der jetzige Beitrag der Kernenergie nicht durch CO₂-emittierende Energieformen ersetzt wird. Wenn später 75% der Stromerzeugung CO₂-frei sein werden, wird jede Kilowattstunde Strom im Mittel mit weniger als 200 Gramm CO₂ – statt wie gegenwärtig in Deutschland mit 572 Gramm CO₂ – belastet sein. Dann würde Strom vom Standpunkt des Klimaschutzes her (gleichzeitig muss natürlich auch das Kriterium der Wirtschaftlichkeit erfüllt sein) sogar für konventionelle Raumheizung attraktiver sein als Erdgas – bei Einsatz von Wärmepumpen sogar noch wesentlich früher. In welchem Maß CO₂-armer Strom oder damit produzierter Wasserstoff dann auch fossile Treibstoffe für den Verkehr ersetzen wird, hängt im Wesentlichen von der Entwicklung geeigneter Batterien bzw. Brennstoffzellen ab.

Für den Klimawandel zählt nur der globale Umbau des Energiesystems, bei dem die deutsche Industrie eine wesentliche Rolle spielen sollte. Für den Erfolg sind Forschung und Entwicklung die zentralen Elemente.

* * *

Einleitung

Es ist eine durch viele Analysen gesicherte Tatsache, dass die Erhöhung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre die globale Erwärmung mit ihren großen Gefahren für Natur und Gesellschaft antreibt. Wissenschaftliche Studien (siehe z.B. [1,2]) weisen aber auch darauf hin, dass es der Menschheit noch möglich sein sollte, den Klimawandel und seine Auswirkungen abzumildern, wenn der Temperaturanstieg auf zwei Grad begrenzt werden kann. Um diese Grenze einhalten zu können, muss der anthropogene CO₂-Ausstoß drastisch reduziert werden. Hier kommt dem Umbau der Energieversorgung und -nutzung mit ihrer bislang massiven Verwendung fossiler Brennstoffe eine herausragende Bedeutung zu, da sie neben der wenig beeinflussbaren Biosphäre der größte Verursacher anthropogener CO₂-Emissionen ist. Eine möglichst sparsame Energieverwendung und der Umbau hin zu CO₂-armen bzw. CO₂-freien Energietechnologien müssen deshalb mit Nachdruck verfolgt werden.

Die DPG hat sich bereits in ihrer Studie aus dem Jahr 2005 „*Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020*“ [3] dieser Thematik mit Blick auf Deutschland gewidmet. Die vorliegende Studie ergänzt diese Arbeit mit einer Bestandsaufnahme und einer Vorausschau auf die Rolle, die Elektrizität für die Energieversorgung in einer auf Minimierung der CO₂-Emissionen bedachten Gesellschaft spielen könnte. Dies wird vornehmlich für Deutschland mit einem Zeithorizont bis etwa zum Jahr 2030 unternommen, allerdings wird der Kontext, wo angebracht und möglich, auch räumlich wie zeitlich weiter gefasst.

Unter den Energieanwendungen dominieren die Bereiche Heizung, Treibstoffe und Elektrizität. Die Fokussierung in dieser Studie auf Elektrizität liegt nahe: Ihr Verbrauch ist in der Vergangenheit kontinuierlich gestiegen, da sie besondere Vorteile hat. Sie ist mit vielen Technologien einfach zu erzeugen, leicht zu transportieren und äußerst komfortabel und flexibel einzusetzen – eine unübersehbare Vielzahl elektrischer Apparate und Techniken ist heute aus unserem privaten täglichen Leben, der Wirtschaft und den gesellschaftlichen Abläufen nicht mehr wegzudenken und es spricht vieles dafür, dass die Bedeutung der Elektrizität im Zusammenspiel der verschiedenen Energieformen auch weiterhin ansteigen wird.

Bevor von Energiebereitstellung gesprochen wird, muss von Energieeinsparung die Rede sein. Verbrauchs- und Verlustreduzierung bedeuten unmittelbar Einsparungen an Kraftwerkskapazität und Minimierung von CO₂-Emissionen aber gleichzeitig auch Ressourcenschonung bei Brennstoffen und Konstruktionsmaterialien. Von großer Bedeutung ist die Reduktion der Verluste bei der Wandlung zwischen verschiedenen Energieformen, insbesondere bei der Erzeugung von elektrischem Strom aus fossiler Energie. Hier ist zunächst die Verbesserung des Wirkungsgrades in fossilen (und nuklearen) Wärmekraftwerken anzusprechen. Ob für manche Anwendungsbereiche die direkte Verwendung fossiler Brennstoffe bezogen auf den Primärenergieeinsatz günstiger bleibt als die Nutzung von Strom hängt vom Kraftwerksmix ab: Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energieformen, bei denen nichtthermische Wandlungsprozesse genutzt werden (z.B. Wind) bzw. endliche Ressourcen keine Einschränkung sind (z.B. Solarthermie), werden die Wandlungsverluste bei der Erzeugung von Strom an Bedeutung verlieren. Damit muss sich das Augenmerk auf Einsparungen beim Endenergieverbrauch richten, also auf die Fragen, wie mit elektrischem Strom ein möglichst großer endenergetischer Nutzen erzeugt und in welchem Maß unnötiger Verbrauch vermieden werden kann.

Beim Umbau des Energieversorgungssystems kann der Blickwinkel nicht auf Deutschland beschränkt bleiben, da wirtschaftlich und energiepolitisch die europäische und internationale Verflechtung viel zu groß ist, als dass ein Alleingang erfolgreich sein könnte. Ohnehin ergibt nur die weltweite Reduktion von CO₂-Emissionen und Schonung der Ressourcen Sinn – für das Klima, die Nachhaltigkeit und auch für die Vermeidung von wirtschaftlichen Ungleichgewichten. Mit den politischen Bemühungen um weltweite Vereinbarungen zum Schutz des Klimas wird der jetzt schon beachtliche Weltmarkt für fortschrittliche

Energietechnologien weiter gewaltig wachsen. Damit – und angesichts der Bedeutung des Exports für die deutsche Wirtschaftsleistung – müssen Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen nicht nur mit Blick auf eine heimische Energieversorgung unternommen werden, sondern sich mindestens gleichermaßen auf den weltweiten Markt hin orientieren. Auch können manche Technologien, die in Deutschland nur ein geringeres technisches oder wirtschaftliches Potenzial haben, z.B. für Sonnen-, Meeres- oder geothermische Energie, in Weltregionen mit günstigeren Bedingungen große Bedeutung gewinnen. Entsprechend muss bei Marktunterstützungsprogrammen für regenerative Energiesysteme in Deutschland auch der Frage nachgegangen werden, ob sie, mit Blick auf einen integrierten europäischen Energiemarkt, auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft und auf die europa- bzw. weltweite Entwicklung hin zu einer CO₂-armen Energieerzeugung, optimal sind.

Die Diskussion dieses letzten Aspekts berührt auch Fragen wie die nach den Zeiträumen für die wirtschaftliche Amortisation von Investitionen in fossile oder erneuerbare Energiesysteme oder Kernkraftwerke. Diese umfasst üblicherweise Jahrzehnte; deshalb haben heutige Entscheidungen wesentlichen Einfluss auf die längerfristige Zukunft. So werden in Deutschland und vor allem auch weltweit heute geplante fossile Kraftwerke noch über Jahrzehnte für die Elektrizitätserzeugung betrieben werden. Damit führt die erforderliche Sicherstellung von Regel- bzw. Reserveleistung für fluktuierende erneuerbare Energiesysteme (aber auch die Nutzung fossiler Brennstoffe in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) zu langfristigen, eigentlich unerwünschten Abhängigkeiten von fossiler Energie. Als Konsequenz kommt der Optimierung fossiler Kraftwerke und der Entwicklung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Lagerung (Carbon Capture and Storage, kurz CCS) in dieser Studie ein großes Gewicht zu.

Elektrische Energie benötigt ein Übertragungsnetz mit einer Systemsteuerung, die zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringt, denn anders als bei fossilen Brennstoffen ist die Speicherung von Strom bislang nur in engen Grenzen möglich. Damit werden Kraftwerke und Verbraucher zu einem gekoppelten System, das als Ganzes betrachtet werden muss und in dem der massiv wachsende Anteil fluktuierender Einspeisung aus Windanlagen neuartige beachtliche Netz- und Regelanforderungen stellt. Soll die gewohnte Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleistet bleiben, so müssen die Kapazität dieser Anlagen weitgehend auf Schwachwindverhältnisse ausgelegt, eine hohe Reservekapazität geeigneter anderer Elektrizitätserzeugungssysteme vorgehalten und nach Möglichkeit weitere Stromspeicher geschaffen werden. Überdies muss das überregionale und europäische Übertragungsnetz ausgebaut werden, denn nur ein leistungsfähiges und intelligentes Stromnetz mit weiträumiger und großer Stromtransportkapazität kann wirksam dazu beitragen, die Problematik fluktuierender Stromerzeugung zu minimieren, Stromhandel zu begünstigen und durch Schaffung von Anpassungsmöglichkeiten von Leistungsverbrauch an die Erzeugung Kosten und Energie zu sparen. Die Notwendigkeit für den Ausbau eines solchen Stromnetzes in europäischem Kontext ist seit langem offenkundig. Für die noch ungelöste Stromspeicherproblematik werden in der Studie alle großtechnisch denkbaren Speichermöglichkeiten diskutiert (einschließlich der Nutzung überschüssiger Strommengen zur Wasserstoffherzeugung). Vielleicht können auch die zukünftigen Li-Ionen- bzw. Metall-Luft-Batterien der Elektroautos zur Speicherung von Strom beitragen – ein intelligentes Lastmanagement der regionalen und lokalen Stromnetze, wie es mit dem „Smart Grid“ verfolgt wird, ist dafür Voraussetzung.

Kann die verstärkte Nutzung von elektrischer Energie die Klimaproblematik günstig beeinflussen? Neben Elektrizität sind heute die wesentlichen Energieträger Kohle sowie flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe. Ihnen gegenüber hat Elektrizität klare Vorteile: Sie ist am Verwendungsort nicht mit Emissionen belastet und kann mit erneuerbaren Energiesystemen, aber auch mit Kernkraft (und langfristig möglicherweise mit Kernfusion) praktisch CO₂-frei¹ und in fossilen „CCS“ Kraftwerken CO₂-arm erzeugt werden. Mit

¹ Alle diese Energiesysteme setzen im Betrieb kein CO₂ frei. Ihre Stromproduktion ist nur deshalb noch mit CO₂-Emissionen belastet, da für die Konstruktion der Anlagen teilweise Energie aus fossilen Quellen aufgewendet wird. Dieser Anteil wird aber mit dem Umbau unseres Energiesystems zurückgehen und könnte asymptotisch vernachlässigbar werden.

Blick auf Europa und Deutschland könnte sich dadurch gleichzeitig die Versorgungssicherheit verbessern, da etliche dieser CO₂-freien Energiesysteme eine wesentlich geringere Abhängigkeit von begrenzten bzw. regional ungleichmäßig verteilten Ressourcen haben als dies für Erdgas und Öl der Fall ist. Mit langfristig zunehmend CO₂-freier Stromerzeugung wird Raumheizung mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes und gegebenenfalls auch unter wirtschaftlichen Aspekten attraktiver werden als mit fossil befeuerten Brennwertkesseln bzw. Kraft-Wärmekopplungsanlagen. Damit könnte auch der erhebliche fossile Energieverbrauch bei der Raumheizung durch CO₂-freie (oder -arme) Elektrizität ersetzt werden.

So könnte Elektrizität langfristig der Schlüssel zu einer versorgungssicheren, nachhaltigen und klimaverträglichen Energiebereitstellung und einer effizienten, flexiblen und komfortablen Nutzung werden. Allerdings ist damit noch nicht gesagt, welche Technologien sich zur Elektrizitätserzeugung durchsetzen werden – nach heutigem Stand der Kenntnis reicht keine der bekannten Möglichkeiten alleine aus, der Vielzahl der Anforderungen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, gesellschaftlicher Akzeptanz, Umwelt- und Klimaverträglichkeit und anderer Kriterien gerecht zu werden. Es ist offensichtlich, dass fossile Energie noch lange eine wesentliche Rolle spielen wird, aber ebenso ist absehbar, dass die Entwicklung hin zu den verschiedenen nicht-fossilen Technologien sich fortsetzen wird und damit die Voraussetzungen für die zunehmende Bedeutung der Elektrizität in der deutschen, europäischen und weltweiten Energieversorgung geschaffen werden. Auf dem Weg dahin ist Forschungs- und Entwicklungsarbeit auf breiter Basis und mit langem Atem die wesentliche Bedingung für Erfolg.

Anmerkungen und Literatur

- [1] Nicholas Stern, *The Global Deal*, New York, 2009
- [2] Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderung (WBGU), *Kassensturz für den Weltklimavertrag – Der Budgetansatz*, Sondergutachten, Juli 2009
- [3] DPG Studie, *Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020*, Sept. 2005

Teil I: Nutzung von elektrischer Energie

I.1 Nutzungssektoren (Haushalt, Gewerbe, Industrie)

Von der in Deutschland eingesetzten Primärenergie (1990: 14.905 PJ, 2009: 13.281 PJ¹) geht mehr als ein Drittel (35,5%) durch Aufbereitungs- und Umwandlungsverluste verloren². Den größten Anteil an diesen Verlusten hat die Erzeugung von Elektrizität in thermischen Kraftwerken (aus fossilen, nuklearen oder erneuerbaren Brennstoffen). Hier steckt noch ein gewaltiges Energieeinsparungspotenzial, das in späteren Abschnitten diskutiert wird. In diesem Kapitel wird jedoch nicht die Primärenergie sondern die bereits für den Verbraucher aufbereitete „Endenergie“ betrachtet. Dabei ist die erste Beobachtung, dass von diesem Endenergieverbrauch (2007: 8.581 PJ) wiederum fast die Hälfte (insbesondere als unerwünschte Wärme) in den Anwendungen (Fahrzeugmotoren, Industrieanlagen, Maschinen, Beleuchtung etc.) verloren geht und nur der Rest (2005: 52%, entsprechend 4.864 PJ) in die für die gewünschte energetische Dienstleistung erforderliche Nutzenergie umgewandelt wird. Absolut ist dieser Verlust ziemlich genauso groß wie derjenige bei der Umwandlung von Primärenergie in Endenergie. Entsprechend wichtig ist also auch bei der Nutzung von Endenergie, das Potenzial zu Verlustreduzierungen durch eine deutlich höhere Energieeffizienz von Geräten und Prozessen auszuschöpfen.

Wie der Primärenergieverbrauch hat auch der Endenergieverbrauch in Deutschland über die Jahrzehnte seit dem 2. Weltkrieg erheblich zugenommen. Erst seit 1990 ist eine Stagnation zu beobachten und in den letzten Jahren ist er sogar leicht gesunken (vgl. Abb. 1) – ein Abschwung von 9455 PJ im Jahr 2004 auf 9149 PJ in 2006 scheint sich fortzusetzen (auf 8581 PJ in 2007, allerdings 9126 PJ in 2008). Insgesamt ist der Endenergieverbrauch in Deutschland trotz wesentlich höherer Wirtschaftsleistung um 3,5% geringer als 1990³. Damit ist die gesamtwirtschaftliche Endenergieintensität⁴ seit 1990 um über 25% gesunken.

Sektoren	Endenergieverbrauch (2007)	Darin: Elektrizitätsverbrauch (und prozentualer Anteil am gesamten Elektrizitätsverbrauch)
Industrie	2441 PJ (28,45%)	816 PJ (42,8%)
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1342 PJ (15,64%)	522 PJ (27,4%)
Private Haushalte	2201 PJ (25,65%)	508 PJ (26,7%)
Transport	2596 PJ (30,27%)	59 PJ (3,1%)
Gesamt	8581 PJ (100%)	1904 PJ (100%)

Tab. 1: Endenergie und Endelektrizitätsverbrauch nach Sektoren⁵ – Deutschland 2007

Der Endenergieverbrauch wird zur statistischen Erfassung auf vier Nutzungssektoren aufgeteilt (s. Tab. 1). Hiervon sind *Verkehr*, *Industrie* und die *privaten Haushalte* die größten Sektoren und haben, abhängig vom

¹ 1 PJ= 1 Mio t SKE/29,3 = 34.121 t SKE.

² Zahlen hier und im Folgenden für Deutschland nach AGEB und BDEW (2008 und 2009: vorläufige Zahlen). 2008 betrug der Primärenergieverbrauch geschätzt 14280 PJ (Quelle AGEB_Energieflussbild_2008_kurz20090925). Die Begriffe Primär-, End- und Nutzenergie werden im gleichen Sinne wie in den von der AGEB herausgegebenen Dokumentationen verwendet.

³ Quelle: AGEB, 2008. Der Verbrauch des Jahres 2007 sank deutlich stärker als in den Vorjahren trotz eines Wirtschaftswachstums von 2,5%. Hauptursache ist der private Verbrauch. Die Durchschnittstemperaturen während der Heizperiode lagen höher als im langjährigen Durchschnitt (Quelle DWD zit. nach T. Fleitner et al., BWK, Bd. 60 (2008) Nr 4 p. 140). Aber auch stark gestiegene Energiepreise mögen Wirkung gezeigt haben.

⁴ Die Primärenergieintensität ist etwa in gleichem Maß gesunken (Quelle: AGEB u.a. zitiert nach T. Fleiter et al. BWK Bd 60 (2008) Nr 4 p. 139)

⁵ Quelle: BDEW, Energie-Info Dez. 2008

Jahr, mehr oder weniger gleich große Verbrauchswerte. Der Sektor *Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)*⁶ hat dagegen einen ca. 40% geringeren Verbrauch.

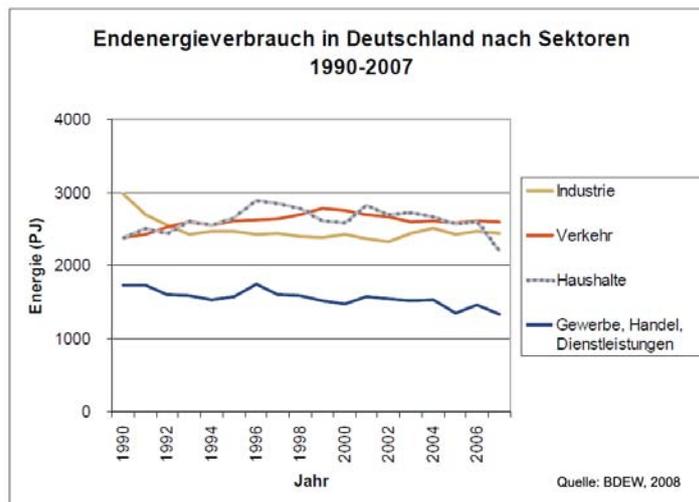


Abb. 1: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren (1990-2007)

In Verfolgung des langfristigen Ziels einer klimaverträglichen Energieversorgung sind auf europäischer Ebene im Kontext des Grünbuchs zur Energieeffizienz⁷ sektorspezifische Einsparziele für das Jahr 2020 formuliert worden, die insgesamt 20% Erhöhung der Energieeffizienz bringen sollen. Zur Umsetzung sind bereits eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen worden und weitere sind in Vorbereitung⁸. Sie beinhalten verschärfte Anforderungen an die Energieeffizienz von Produkten, Gebäuden und Dienstleistungen, eine Verbesserung der Energieumwandlung⁹ und insbesondere auch die Senkung des Energieverbrauchs im Verkehrsbereich. Insgesamt ist die weitere Steigerung der Energieeffizienz einer der wichtigsten Faktoren in Hinblick auf die Ziele des Kyoto-Abkommens und der weiterführenden Bemühungen um die Begrenzung des Klimawandels. In Ergänzung technischer und regulatorischer Maßnahmen für Geräte und Prozesse sollen wirtschaftliche und politische Anreize und Rahmenbedingungen darüber hinaus zu einer Veränderung im Umgang mit Energie führen, all dies nach Möglichkeit in internationaler Abstimmung, um Verzerrungen des Marktes zu vermeiden.

Von 1990 bis 2006 ist der Anteil der Elektrizität im Endenergieverbrauch in Deutschland insgesamt von 17,5% auf 19,6% gestiegen und Zahlen für 2007 sehen ihn sogar bei 22,2%. Damit kommt der elektrischen Energie, die in vielfältiger Weise in Industrie, GHD und in privaten Haushalten genutzt wird, eine zunehmend wichtigere Rolle zu. Nicht nur der prozentuale Anteil ist stetig gestiegen sondern auch die absolute elektrische Energiemenge¹⁰, und dies wird voraussichtlich auch in Zukunft so sein. Auch international zeigt sich der gleiche Trend zu verstärkter Nutzung von Elektrizität, die in den meisten Anwendungsbereichen der industriellen, gewerblichen oder privaten Verbraucher als attraktivste Energieform gelten kann.

⁶ Der Sektor GHD umfasst auch sonstige Verbraucher, darunter Militär und Straßenbeleuchtung (Quelle: BDEW und Stadtwerke Chemnitz)

⁷ Europäische Kommission: Grünbuch zur Energieeffizienz [KOM(2005)265], Aktionsplan für Energieeffizienz [KOM(2006)545 /SEC(2006)1173-5] mit den „20/20/20“ Zielen (20% mehr erneuerbare Energie, 20% weniger CO₂-Emissionen, 20% mehr Energieeffizienz bis 2020)

⁸ s. u.a. Richtlinie 2005/32/EG, Energy-Star-Abkommen

⁹ insbesondere in Hinblick auf Kraft-Wärme-Kopplung und dezentrale Energieversorgung

¹⁰ 1990: 1638 PJ, 2007 1904 PJ (vorläufige Zahl). Quelle: AGEB 2008

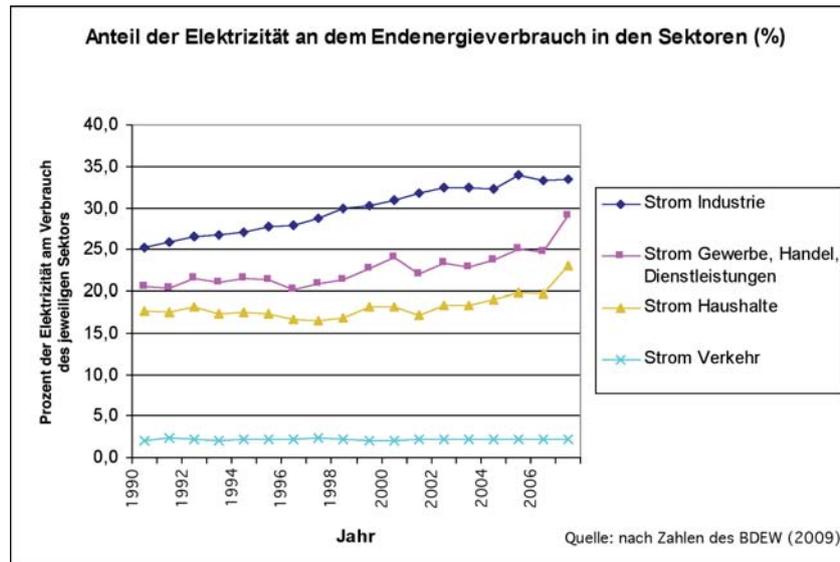


Abb. 2: Prozentualer Anteil der Elektrizität an dem Endenergieverbrauch in den Sektoren (Deutschland)

In Deutschland wie international sind an dieser Zunahme des Stroms im Endverbrauchsenergiemix alle Sektoren beteiligt (s. Abb. 2) mit Ausnahme des Verkehrssektors, der hier nur am Rande betrachtet wird, da in ihm Elektrizität bislang einen sehr viel geringeren Anteil hat, der sich wenig verändert¹¹. Am größten ist der absolute Zuwachs im Sektor GHD – hier zeigt sich einerseits der Wandel zur Dienstleistungsgesellschaft, der diesen Sektor wachsen lässt, andererseits auch die erhebliche Zunahme der Qualitätsstandards, die sich z.B. in der Anzahl von Gebäuden mit ganzjähriger Vollklimatisierung¹²) oder der Ausstattung mit elektronischen Geräten am einzelnen Arbeitsplatz widerspiegelt.

Sektoren	Anteil am Elektrizitätsverbrauch in Deutschland 1994-2004 ¹³ / 2007 ¹⁴ (in Klammern EU-27, 2004 ¹⁵)		Steigerung des Anteils am Elektrizitätsverbrauch p.a. (Deutschland) im Zeitraum 1994-2007 ¹⁵	Anteil der Elektrizität am Endenergieverbrauch des jeweiligen Sektors (Deutschland, 2007)
Private Haushalte	29% / 26,7%	(28,8%)	+0,85%	23%
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	23% / 27,4%	(25,3%)	+3,1%	39%
Industrie	45% / 42,8%	(41,6%)	+1,4%	33%
Transport	3% / 3,1%	(2,7%)	+0,2%	2,3%
Gesamt	100% / 100%		+1,6%	22,2%

Tab. 2: Elektrizitätsnutzung und Zuwachs des Elektrizitätsanteils in Verbrauchssektoren (1994-2007)

Insgesamt muss bei zunehmender Elektrizitätsnutzung das Ziel sein, den CO₂ Ausstoß zu verringern, d.h. Elektrizität effizienter bzw. mit nicht-fossilen Methoden herzustellen, um fossile Primärenergie einzusparen.

¹¹ Dieser wird praktisch ausschließlich vom Schienenverkehr verursacht. Zur Elektromobilität siehe Kap. I.3.

¹² Dieser Effekt wird in den Daten des Sektors GHD nicht vollständig wiedergegeben, da bei Gebäuden mit gemischter Nutzung (Gewerbe plus priv. Haushalte) der Heizungs- und Klimatisierungsenergiebedarf regelmäßig den privaten Haushalten zugerechnet wird. (Quelle BDEW)

¹³ Daten nach VDE Effizienzstudie 2009

¹⁴ Daten nach BDEW, Energieinfo 12/2008

¹⁵ JRC, EUR 22753 EN, 2007. Auf EU-Ebene werden noch ca. 2% Elektrizitätsverbrauch in der Landwirtschaft separat ausgewiesen.

1.1 Private Haushalte

Vom Endenergieverbrauch in privaten Haushalten (25,6% der gesamten Endenergie) wurden 2007 fast 88,6% für Wärmeanwendungen eingesetzt¹⁶. Etwa 5% werden für Kühlen und Gefrieren sowie je <2% für Licht und Kommunikation verwendet, der Rest für diverse Anwendungen. Damit muss sich ganz eindeutig das Hauptaugenmerk auf Einsparungen im Heiz¹⁷- und Warmwasserbereich richten. Hier sind insbesondere Maßnahmen der Gebäudetechnik (Isolierung, Lüftung, Heizungs- und Warmwassersystem) entscheidend. Auch das Austauschen der immer noch zwei Millionen Direkt- und Nachtspeicherelektroheizungen und der großen Zahl älterer Heizanlagen durch moderne Erdgas- bzw. Öl-Brennwertkessel ist wichtig. In Hinblick auf die langsamen Erneuerungszyklen für die 36 Millionen Wohnungen in Deutschland muss allerdings bedacht werden, dass durch Umstellung dieser Anlagen auf moderne mit Erdgas bzw. Öl befeuerte Heizungen oder KWK-Anlagen die Nutzung fossiler Brennstoffe in der Fläche langfristig festgeschrieben wird.

Eine Alternative für gut gedämmten Wohnraum sind Erd- und Luftwärmepumpen, die bei Sommertemperaturen auch Kühlung bereitstellen können. Mit ihrem Einsatz würde die Elektrizitätsnutzung für Raumheizung und Warmwasserbereitung zwar steigen, im Vergleich zu einer konventionellen Gas- oder Ölheizung die CO₂-Emissionen aber reduziert bzw. sogar nahezu vollständig vermieden werden, wenn der Strom aus nicht-fossilen Quellen erzeugt wird, also mit erneuerbaren Energiesystemen oder Kernkraft als weitgehend CO₂-freien Energieformen und in Zukunft evtl. auch durch fossile Kraftwerke mit CCS-Technologie.

Mittelfristig kann mit einer deutlichen Zunahme des Einsatzes von Wärmepumpen gerechnet werden¹⁸. Gegenwärtig ist diese attraktive Heizungsform noch wenig verbreitet. Als Faustformel kann gelten, dass je Umstellung von einem Prozent der Wohnungen auf Wärmepumpensysteme sich der Stromverbrauch der privaten Haushalte um ca. 1% erhöht, wenn diese Wohnungen gleichzeitig entsprechend einem Wärmebedarf von 60 kWh/m² im Jahr isoliert werden. Ein langfristiges Ziel, Raumheizung ausschließlich durch Wärmepumpenheizungen zu bewirken, würde unter dieser Prämisse also zu einer Verdopplung des Strombedarfs führen.

Die Nutzung elektrischer Energie in privaten Haushalten nimmt kontinuierlich zu. Gründe sind u.a.: eine größere Anzahl elektrischer Geräte je Haushalt¹⁹ insbesondere Spülmaschinen, Wäschetrockner, Gefrierschränke, Klimaanlage und Elektronikgeräte (PCs, Fernseher, Home Entertainment, schnurlose Telefone,

¹⁶ Davon entfallen 71,28% auf Raumwärme, 12,04% auf Warmwasserbereitung und 5,31% auf sonstige Prozesswärme (Kochen, Heißwasser für Waschen etc.). Quelle: BDEW-Info, Dezember 2008. Zahlen für Ostdeutschland liegen teilweise noch höher (Quelle: Stadtwerke Chemnitz).

¹⁷ Der deutsche Heizenergiebedarf beträgt ca. 426 TWh/a. Generell haben heute Öl-, Gas- oder Festbrennstoffheizungen einen sehr hohen Wirkungsgrad, insbesondere Brennwertkessel. Bei dieser Technologie ist kein weiterer wesentlicher Energieeinspareffekt mehr zu erwarten (sofern nicht Wärmepumpen eingesetzt werden). Demgegenüber wird erwartet, dass mit Verbesserung der Heizungs- und Wärmebedarfsregelung ein niedriger zweistelliger Prozentsatz an Energie eingespart werden kann.

Die größten Einsparungen lassen sich damit durch die Optimierung der Gebäudehülle sowie des Lüftungssystems erreichen. Vor 50 Jahren gebaute Wohnhäuser haben einen jährlichen Energiebedarf von ca. 300 kWh/m² und heutige etwa 150 kWh/m², obwohl im Neubaubereich für den Massenmarkt erprobte Lösungen für Niedrigenergiehäuser z.B. nach den KfW-60 und KfW-40 Standards mit 60 – 40 kWh/(m²a) (und besser) verfügbar sind. Noch günstigere Werte lassen sich in der Praxis erreichen, wie Passivenergiehäuser demonstrieren.

Würde im Mittel der Wärmebedarf einer KfW-60 Bauweise erreicht, betrüge der Heizenergiebedarf nur noch ca. 120 TWh/a. Der hohe Anteil von Altbauten stellt dafür allerdings sehr schwierige praktische Anforderungen, für die in der Breite anwendbare Konzepte noch (weiter) entwickelt werden müssen. Sehr dünne Vakuumdämmelemente eröffnen hier neue Möglichkeiten. Insgesamt sollte sich im Zeitraum von zwei Jahrzehnten der Energiebedarf für Raumheizung auf ein Drittel des heutigen Wertes senken lassen.

Der in Niedrigenergiehäusern verbleibende geringe Heizbedarf könnte die Installation von Erdgas- oder Ölheizungen gegenüber Strom (insbesondere mittels Wärmepumpen) in der Gesamtbilanz unwirtschaftlich machen. Siehe den entsprechenden Abschnitt dieser Studie.

¹⁸ Die Bundesregierung schätzt den Strombedarf für elektrische Wärmepumpen auf 3 TWh/a (2020) und 7 TWh/a (2050) entsprechend 3% bzw. 5% des heutigen Strombedarfs der privaten Haushalte. IZES/BEI schätzt den gegenwärtigen Verbrauch für Wärmepumpen auf <1% des heutigen Heizstromverbrauchs, also < 0,17 TWh.

¹⁹ Kühl- und Gefrierschränke sind mit 30% bzw. 17%, also zusammen fast 50% die herausragenden Stromverbraucher bei Haushaltsgroßgeräte (Waschmaschinen 18%, Trockner 8%, Spülmaschinen 10%, TV etc. 18%).

Breitbandanschlüsse²⁰ etc.), davon viele Zweit- und Drittgeräte, insbesondere Fernseher²¹, Kühl- und Gefrierschränke sowie eine Zunahme ihrer Benutzungsdauer. Hinzu kommen auch die steigende Zahl der Haushalte trotz konstanter Bevölkerungszahl auf Grund sinkender Familiengröße und erhöhte Komfortansprüche u.a. durch ein höheres Durchschnittsalter der Bevölkerung²².

Andererseits gibt es aber auch erhebliche Einsparmöglichkeiten. Dazu gehören:

- Austausch älterer Haushaltsgeräte mit hohem Stromverbrauch. Dazu gehören insbesondere Kühl- und Gefrierschränke, Spül-, Wasch- und Trockenmaschinen und analoge Fernseher²³.
- Reduktion des Standby-Verbrauchs von Elektronikgeräten durch Verbesserung der Schaltungen bzw. durch geeignete externe Maßnahmen. Dies betrifft Fernsehgeräte²⁴, Kaffeemaschinen, Computer, Drucker und Multifunktionsgeräte, generell externe Stromversorgungen/Ladegeräte²⁵, Telefone, Home Entertainment Geräte, Transformatoren von Halogenlampen u.v.m.
- Ersatz von Glühbirnen²⁶: Beleuchtung in privaten Haushalten ist mit <1,8% am Endenergieverbrauch (bzw. 8,1% des Stromverbrauchs der privaten Haushalte oder <2,2% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland²⁷) beteiligt. Sie hat große politische Aufmerksamkeit erhalten, obwohl das Sparpotenzial vergleichsweise beschränkt ist²⁸ und die gegenwärtigen so genannten Sparlampen in Hinblick auf Lichtqualität, Einschaltverhalten²⁹ und Lebensdauer bei hoher Zahl von Schaltzyklen (z.B. bei Flurbeleuchtung), Gesundheits- und Umweltaspekte³⁰ durchaus noch Wünsche offen lassen³¹. Die Beleuchtung auf der Basis von Halbleiterdioden³² steht am Anfang der Marktdurchdringung.

²⁰ In Deutschland kamen 2006 auf 100 Telefonanschlüsse 20 Breitbandanschlüsse. Das ist niedrig im Vergleich zu anderen Ländern (zum Vergleich: Belgien 26, Frankreich 30, Finnland 38) Quelle: JRC

²¹ In Deutschland existiert bereits ein Bestand von ca. 47 Mio. Fernsehern. Der EU-Trend geht zu längerer Benutzung der Geräte (1995: 205 Minuten/Tag, 2005 232 Minuten/Tag (Quelle: GfK zit. nach JRC).

²² Wie die Tab. 2: Elektrizitätsnutzung und Zuwachs des Elektrizitätsanteils in Verbrauchssektoren (1994-2007) zeigt, ist die Aufteilung des Elektrizitätsverbrauchs in Deutschland und der EU ähnlich. Deshalb können Statistiken aus beiden Bereichen herangezogen werden (insbesondere Statistiken zur EU-15, d.h. ohne neue Mitgliedsländer sind nützlich)

²³ Die erste Generation von (21-Zoll) Farbfernsehern arbeitete mit einer Leistung von 500 W. Heutige Geräte liegen bei 50 W.

²⁴ Der durchschnittliche Standby-Verlust von Fernsehern ist von 6,2W (1995) auf 2,2 W (2005) gesunken. Der Energy Efficiency Index (EE-Index) der Industrie beinhaltet eine Selbstverpflichtung der Industrie auf ca. 1 W maximalen Standby-Verlust ab 2007. (Quelle: EICTA, TV-Self-Commitment Report July 2005, <http://www.eicta.org/web/news/telecharger.php?iddoc=381>)

²⁵ Die Wirkungsgrade externer Stromversorgungen (z.B. Laptops, Drucker, Halogenlampen) schwanken je nach Leistung zwischen 50% und 85%. Die Leerlaufverluste sind bereits im letzten Jahrzehnt deutlich gesunken.

²⁶ 2007 sind 90% der verkauften Leuchtmittel noch herkömmliche Glühbirnen. (Quelle: Hans-Joachim Kamp, Philips, Interview Hamburger Abendblatt v. 4.2.2008). Die EU-Kommission schätzt, dass mit der europäischen Glühbirnenproduktion noch ca. 8000 Arbeitsplätze verbunden sind.

²⁷ Der Sektor GHD hat fast den dreifachen Stromverbrauch für Beleuchtung. Hier spielen Glühbirnen allerdings so gut wie keine Rolle. Insgesamt stieg die für Beleuchtung aufgewandte Energiemenge zwischen 1990 und 2002 um ca. 15% (Quelle Enerdata/Odysseus/Mura)

²⁸ Deutschland liegt bei vergleichsweise niedrigen Werten. In anderen Ländern (insbesondere, aber nicht nur, den nordischen) hat Beleuchtung am Haushaltssektor-Endenergieverbrauch einen Anteil von bis zu 9% bzw. 20% am Endenergieverbrauch. (Quelle: JRC)

²⁹ Energiesparlampen sind träge: sie haben zunächst nur ca. 50% der Endhelligkeit und benötigen temperaturabhängig bis zu drei Minuten bis zur vollen Leuchtkraft. Teure vorheizende Lampen benötigen bis zu 2 Sekunden, bevor sie überhaupt starten (Quelle: Kraus Technology Consulting). Dieser Nachteil soll bei den neuen elektrodenlosen Energiesparlampen geringer sein.

³⁰ Energiesparlampen enthalten Quecksilber. Bei angenommenen 10 Lampen pro Haushalt und einer durchschnittlichen Lebensdauer von 2 Jahren für Kompaktenergiesparlampen werden in Deutschland mithin ca. 180 Mio Lampen pro Jahr benötigt. Darin sind eine viertel Tonne des Umweltgifts Quecksilber enthalten. Hohe gesicherte Recyclingraten sind deshalb notwendig.

³¹ Wie der rasch steigende Marktanteil der Energiesparlampen zeigt, wird dieser Lampentyp von der Bevölkerung durchaus für vielfältige Beleuchtungszwecke angenommen. Wären Vorteile für alle Anwendungen vorhanden, wäre eine Verordnung, die Glühlampen aus dem Markt bringt, nicht nötig.

³² Zukünftig werden auch organische LEDs als Flächenstrahler eine große Rolle spielen können, doch sind sie gegenwärtig für Massenanwendungen noch sehr weit von Wettbewerbsfähigkeit entfernt.

- Elektrische Widerstandsheizungen: In Deutschland werden etwa zwei Millionen Stromheizungen (Direktwiderstands- oder Nachtspeicherheizungen) betrieben. Der Stromverbrauch stieg im Jahrzehnt 1995 – 2004 um 5,7% und wird auf 13% des Gesamtstrombedarfs privater Haushalte geschätzt,^{33,34}. EU-weit machen festinstallierte elektrische Raumheizungen 21% und einschließlich der im angelsächsischen Raum beliebten Kamineinsätze und mobiler Elektroöfen geschätzte 29% des Stromverbrauchs privater Haushalte aus. Diese Heizungen arbeiten mit sehr niedrigem Wirkungsgrad bezogen auf den Primärenergieinhalt des fossilen Brennstoffs, der für die Stromherstellung verwendet wird³⁵.
- Elektrische Warmwasserbereitung: Der Verbrauch ist zwischen 1995 und 2004 um ca. 5% gesunken. Es besteht aber noch weiteres erhebliches Potenzial, Einsparungen zu erzielen.
- Vermeidung bzw. Verringerung von Stromverbrauch durch Ändern der Verbrauchsgewohnheiten. Damit könnten vermutlich erhebliche Einsparungen im Haushaltssektor erreicht werden, jedoch erfordert dies Eingriffe in die Gewohnheiten und das Komfortbedürfnis der Bevölkerung. Wenn die Energiepreise allerdings weiter so drastisch ihren Anteil an den Lebenshaltungskosten erweitern, wie dies in den letzten Jahren der Fall war, wird sich die Bevölkerung an diese Situation anpassen (müssen). Der Verbrauch der privaten Haushalte im Jahr 2007 scheint diese Tendenz bereits zu belegen.

Ein neues Konzept ist das intelligente Stromnetz³⁶, das insgesamt die Wechselwirkung der Teilnehmer am Energiemarkt und insbesondere die Kraftwerkskapazitäten und Netzauslastung optimieren will. Auf der Endverbraucherseite will es über aktuelle Stromkosten informieren und – in längerer Perspektive automatisch – den Tarif variabel an die Last bzw. den Verbrauch von Geräten dem Stromangebot anpassen. Inwieweit hierdurch wesentliche Einsparungen von elektrischer Energie erreicht werden können, bleibt abzuwarten.

Zusammenfassend kann erwartet werden, dass zwar der Endenergieverbrauch im Sektor der privaten Haushalte auf Grund verbesserter Gebäudetechnik deutlich abnehmen, der Stromverbrauch aber eher stärker als in der Vergangenheit zunehmen wird. Es ist nämlich zu erwarten, dass die Tendenz, fossile Brennstoffe für die Raumheizung durch elektrische Energie und Umgebungswärme mittels Wärmepumpen zu ersetzen, langfristig deutlich zunehmen und die Mengensteigerungen bei elektrischen Haushaltsgeräten und der Informations-, Kommunikations- und Home-Entertainment-Ausstattung mögliche Effizienzsteigerungen und Vermeidung von Standby-Verlusten überkompensieren wird.

1.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

In diesem Sektor spiegelt sich der Wandel zur Dienstleistungsgesellschaft wider. Dabei spielt elektrische Energie eine große und wachsende Rolle – der Stromeinsatz ist absolut um 37% bzw. als Anteil am Endenergieverbrauch dieses Sektors von 24% (1990) auf 38,9% (2007) gestiegen. Dazu beigetragen hat insbesondere, dass die Arbeitsplatzanforderungen sich über die letzten Jahrzehnte wesentlich erhöht haben. So nimmt z.B. der Anteil an Bürogebäuden mit Vollklimatisierung weiter kräftig zu und die Informatik-

³³ Quelle: IZES/Bremer Energieinstitut, *Energieeffizienzpotentiale durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich* (http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_stromheizungen.pdf). Der allgemeine Energiebedarf für Raumheizung wuchs in der gleichen Periode nur um 2,8%.

³⁴ Quelle: BUND nach Angaben von Verivox. IZES/BEI schätzen 1,44 Mio Wohnungen (d.h. jede 25. Wohnung) und einen Anteil am Endenergieverbrauch von 4,1%.

³⁵ siehe z.B. die entsprechende Diskussion in der Studie von IZES/BEI zu Stromheizungen, a.a.O. Die Betrachtungen dieser Studie beziehen sich auf den bisherigen Einsatz. Stromheizungen können sinnvoll und attraktiv sein, wenn sie in Niedrigenergiehäusern mit Wärmepumpen eingesetzt werden, für die der Strom aus erneuerbaren Quellen generiert wird. Siehe auch Fussnote 17.

³⁶ siehe z.B. <http://www.smartgrids.eu/>, oder http://www.bundesnetzagentur.de/enid/2/2__7/Intelligentes_Stromnetz_3ub.html

ausstattung hat sich von Monitoren eines Zentralrechners zu Arbeitsplatzcomputern samt lokalen Zusatzgeräten wie Drucker und Scanner gewandelt³⁷.

In diesem Sektor ist Beleuchtung mit einem Anteil von 26%-30%³⁸ der größte Stromverbraucher. Wesentliche Einsparpotenziale sind nicht zu erwarten, da hier Leuchtstoffröhren deutlich dominieren, deren moderne Varianten in punkto Lichtausbeute pro Watt die für den privaten Haushaltssektor relevanten Energiesparlampen deutlich übertreffen.

Der rapide Anstieg des Stromverbrauchs in diesem Sektor, der im letzten Jahrzehnt deutlich über 3% betrug, mag sich etwas abschwächen. Eine Trendwende ist jedoch nicht auszumachen³⁹ und ohne einschneidende regulatorische Vorgaben unwahrscheinlich.

1.3 Industrie

Im Industriesektor (der in Deutschland auch den auslaufenden Bergbau einbezieht) sind seit jeher Anstrengungen zur Energieeinsparung unternommen worden, soweit sie sich in der Wirtschaftlichkeitsrechnung positiv darstellen. Mit dem Ansteigen der Energiepreise in den letzten Jahrzehnten – und besonders in den letzten Jahren – sind deshalb die Energiesparmaßnahmen wesentlich intensiviert worden.

Ein Überblick über die Anwendungen elektrischer Energie im Industriesektor fällt deutlich komplexer aus als in den Sektoren Haushalt bzw. GHD, da eine große Zahl verschiedener Anlagen und Geräte den Verbrauch mitbestimmt – von den Robotern und Förderbändern bei der Autoindustrie über Elektrostahlkocher bis zu Abfüllanlagen für Getränke, von Schweißgeräten über Vakuumprüfanlagen zu CNC-Maschinen, um nur einige zu nennen.

Auf der Ebene der Komponenten reduziert sich die Vielfalt – zumindest in Hinblick auf den Einsatz elektrischer Energie. Wesentliche Gruppen sind Motoren (Kleinantriebe, Drehstrommotoren und Großantriebe), Getriebe, Umrichter, Stromversorgung und schließlich Beleuchtung, bei der auch lichtstarke Hochdrucklampen von Bedeutung sind, die bei Beleuchtung in den Sektoren Haushalt keine und für den Sektor GHD nur eine begrenzte Rolle spielen, aber bezüglich der Lichtausbeute alle anderen Lampen an Energieeffizienz übertreffen.

Studien wie etwa die des VDE⁴⁰ deuten darauf hin, dass bei einer erwarteten langfristig steigenden Wirtschaftsleistung ein Zuwachs des industriellen Energieverbrauchs um ca. 30% zwischen 2007 und 2025 eintreten könnte – dies bei einer angenommenen weiteren Effizienzverbesserung um 20%. Diesen Zuwachs zu vermeiden, oder gar, wie von der Bundesregierung geplant, den Energieverbrauch deutlich zu verringern, würde erhebliche zusätzliche Maßnahmen gegenüber den heute geplanten erfordern.

Dass auch andere Szenarien denkbar sind, zeigen andere Studien. Das ECCP⁴¹ analysiert Produktionsabläufe in den einzelnen Industriezweigen und kommt zu dem Schluss, dass im derzeit überschaubaren

³⁷ Inwieweit die gegenwärtig steigende Tendenz, Anwendungen und Daten im Netz vorzuhalten, diesem Trend in Zukunft entgegenwirken wird, bleibt abzuwarten.

³⁸ Für die EU-25 wird der Verbrauch geschätzt auf 175 TWh/a (JRC, 2005) und 197,6 TWh/a (Projektion 2010). In den europäischen Statistiken wird der GHD Bereich als „tertiary sector“ bezeichnet und umfasst dort auch Verwaltungsgebäude von Industrieunternehmen. Für diesen Bereich sind wenige nach Verbrauchskategorien aufgeschlüsselte Statistiken verfügbar.

³⁹ Sofern sich die gegenwärtige Krise nicht dauerhaft negativ auf die Wirtschaftleistung auswirkt und damit den Energieverbrauch entsprechend mindert,

⁴⁰ VDE: Effizienz- und Einsparpotenziale elektrischer Energie in Deutschland (2009)

⁴¹ European Climate Change Programme, <http://ec.europa.eu/environment/climat/eccp.htm>

technologischen Rahmen Einsparungen in der Größenordnung von 25% (10% – 40%) denkbar sind, teilweise mit Unterschieden zwischen dem Gesamtendenergie- und Stromverbrauch. Das Ziel, 20% Energieeinsparung im Industriesektor bis 2020 zu erreichen, erscheint nach diesen Analysen insgesamt realistisch⁴², sofern die entsprechenden Rahmenbedingungen für ihre Wirtschaftlichkeit geschaffen werden können. Die gegenwärtige Krise wird sich zunächst zwar günstig auf den Energieverbrauch auswirken, aber bei einem mittelfristig möglicherweise etwas gemindertem Energiekostendruck möglicherweise auch negativ auf die Investitionsbereitschaft der Industrie, technisch mögliche Effizienzverbesserungen einzuführen.

1.4 Einsparpotenziale

Die Extrapolation der zu erwartenden Nutzung elektrischer Energie in der Zukunft und der möglichen Einspareffekte ist sehr komplex, da sie für belastbare statistische Aussagen in viele Einzelaspekte aufgeteilt betrachtet werden muss. Einzeluntersuchungen zu den verschiedenen Sektoren belegen vielfältige Möglichkeiten zur Endenergiereduzierung in den Sektoren Private Haushalte, GHD und Industrie und weisen darauf hin, dass das mittelfristige politische Ziel einer Erhöhung der Energieeffizienz um 20% erreichbar sein sollte. Dies zeigt Tab. 3⁴³ beispielhaft für einige Bereiche anhand von leicht umsetzbaren Einsparungen und einem Spielraum für ambitioniertere Reduktionen für den kurzfristigen Zielhorizont 2015. Die Daten sind für Deutschland nach Zahlen für die Europäische Union angepasst worden. Gegebenenfalls werden CO₂-Vermeidungskosten und hohe Preise für fossile Brennstoffe die Bemühungen um Energieeinsparungen in allen Sektoren befördern.

Ausgewählte Bereiche	Verbrauch (2005) (TWh ⁴⁴)	Wahrscheinliche Einsparungen (TWh)	Ehrgeizige Ziele (TWh)
Elektrische Warmwasserbereitung im Haushalt	12,6	0,6	3,9
Büroausrüstung	11,6	1,9	3,9
Standby-Verluste	8,5	3,9	5,8
Beleuchtung im Haushalt	18,4	2,0	5,4
Haushaltsgeräte (Waschen, Spülen, Kühlen Kochen ...)	32,0	8,5	11,6
Elektrische Motoren	137,1	11,6	38,8
Beleuchtung im kommerziellen Bereich	35,9	7,0	14,0
Gesamt	256,2	35,5	86,5

Tab. 3: Kurzfristiges Einsparpotenzial elektrischer Energie gegenüber einem „business as usual“ Szenario für einige Bereiche (Zeithorizont 2015)⁴⁵

Das politische Ziel 20/20/20 Europas (siehe Fußnote 7) spricht Einsparungen in allen Sektoren und für alle Endenergieformen an. Elektrizität als hochwertige und flexibel einsetzbare Energieform ist in der Regel vom Gesamtwirkungsgrad her dort überlegen, wo mechanische Energie die abschließende Dienstleistung ist. Wenn Wärmeenergie die Endnutzung ist, so kann die direkte Verfeuerung von fossilen und erneuerbaren Brennstoffen energetisch und von der Klimawirkung dort zweckmäßig sein, wo eine gegenüber der Umgebung hohe Temperatur gefordert wird, andernfalls sind Wärmepumpen überlegen. Allerdings ist,

⁴² Quelle: Ecosys2000, zitiert nach ECCP-Report

⁴³ Für die ehrgeizigeren Ziele würden der Bevölkerung wohl teilweise wesentliche Verhaltensänderungen zugemutet werden müssen.

⁴⁴ 1 TWh = 1000GWh = 1Mrd kWh

⁴⁵ Werte für Deutschland, berechnet nach: P. Bertoldi, B. Atanasiu, Electricity Consumption and Efficiency Trends in the Enlarged European Union. Status Report 2006, JRC IES 2007 EUR 22753 EN

soweit das Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen betrieben wird, eine weitgehend CO₂ neutrale Erzeugung nicht erreichbar. Die Forderung, für fossile Energie Minimalemissionen durch CCS zu erreichen, ist in absehbarer Perspektive und unter den in Aussicht gestellten Rahmenbedingungen nur für große zentrale Kraftwerke wirtschaftlich zu realisieren (s. Kapitel fossile Kraftwerke). Dies wird nicht ohne Einfluss auf den Wettbewerb zwischen Elektrizität und dem dezentralen Einsatz fossiler Brennstoffe bleiben können. Auch aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass der Stromverbrauch in Europa und Deutschland weiter ansteigen wird. Hier sei auf die Studie des VDE⁴⁶ verwiesen, wonach in Deutschland der Strombedarf bis 2025 von 518 TWh (2005) um knapp 30% bzw. 1,3% pro Jahr auf 670 TWh zunehmen wird – trotz der diskutierten vielfältigen Einsparmaßnahmen. Ohne Einspareffekte würde nach dieser Studie eine Zunahme auf 780 TWh (+48% bzw. 2,2% pro Jahr) zu erwarten sein.

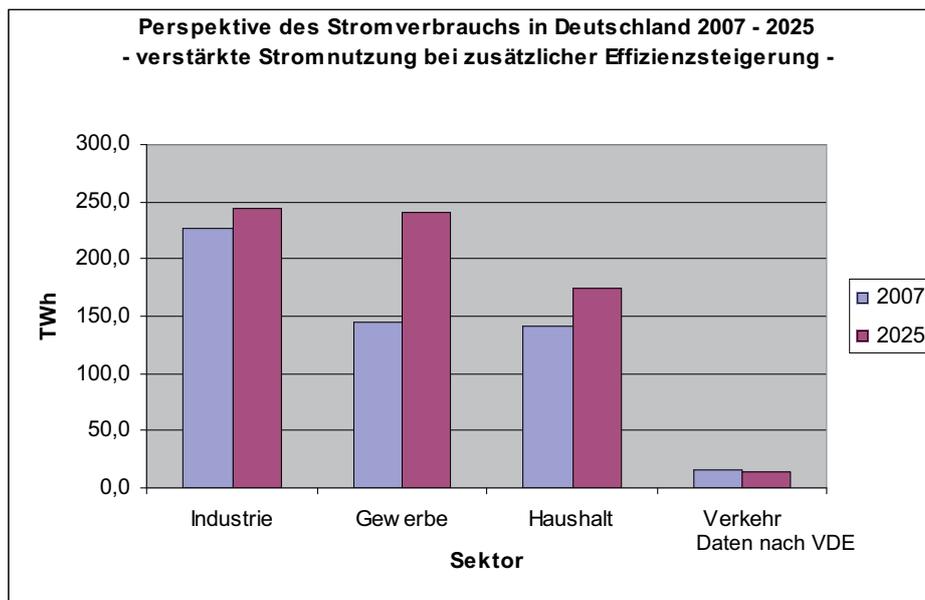


Abb. 3: Perspektive des Stromverbrauchs in Deutschland 2007-2025

Sektorspezifisch (s. Abb. 3) wird dabei der Zuwachs in der Industrie bei 0,6% p.a. und für die privaten Haushalte bei 1,7% p.a. gesehen (s. Abb. 3). Der Löwenanteil am Zuwachs aber wird für den Sektor GHD mit knapp 4% p.a. erwartet. Beim Verkehr wird erhofft, dass der im Sektorvergleich geringe Stromverbrauch noch um 0,8% durch effizientere Bahn-Systeme sinken könnte, allerdings ist die mögliche Einführung von elektrischen Straßenfahrzeugen in großem Stil zu bedenken, die den Verbrauch erheblich vergrößern könnte (s. Kapitel I.3 *Transport*).

⁴⁶ Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland. Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), März 2008

I.2 Thermodynamisch optimiertes Heizen

2.1 Die zum Heizen benötigte Exergie

2.1–a Der Exergiebegriff

Es gibt unterschiedliche Energieformen. Elektrischer Strom und Wärme sind jedoch keineswegs äquivalent: Elektrizität kann man zwar vollständig in Wärme umwandeln – aber umgekehrt gilt das leider nicht. Auch mit einer idealen Wärmekraftmaschine kann man nämlich von einer Wärmemenge nur den Teil, den man ihre Exergie nennt, in Elektrizität umwandeln. „Exergie“ ist hierbei zunächst nur ein neues und handliches Wort für „technische Arbeitsfähigkeit“ oder „verfügbare Arbeit“. Die Restwärme muss selbst die ideale Wärmekraftmaschine bei der Umgebungstemperatur T_U wieder als „Anergie“ an die Umgebung abgeben.

Die Menge der aus einer Wärmemenge ΔQ gewinnbaren Exergie ΔE (z.B. als elektrischer Strom) hängt auf einfache Weise nur von der Arbeitstemperatur T der Wärmeentnahme und von der Umgebungstemperatur T_U für die Aufnahme der Restwärme (also der Anergie) ab. Dies wird durch eine fundamentale Gleichung beschrieben [1], wobei der Vorfaktor als Carnotfaktor bezeichnet wird (die Temperaturen beziehen sich dabei auf den absoluten Nullpunkt -273 °C , d.h. sie sind in Kelvin einzusetzen):

$$(1) \quad \Delta E = (T - T_U) / T * \Delta Q$$

Ein Zahlenbeispiel: Aus einem Wärmereservoir von $T = 90\text{ °C}$ kann eine ideale Wärmekraftmaschine, die ihre Abwärme bei einer Kühlwassertemperatur $T_U = 30\text{ °C}$ abgibt, theoretisch den Anteil als Strom (also als reine Exergie) gewinnen, der dem Carnotfaktor 0,17 entspricht. Die restlichen 83% der eingesetzten Wärme fallen als völlig nutzlose Anergie an. In der Praxis kann man jedoch aus technischen Gründen nur vielleicht 60% des Potenzials einer idealen Maschine realisieren, also statt mit 17% muss man sich dann etwa mit 10% Wirkungsgrad zufrieden geben.

Bei einer idealen (reversiblen) Maschine kann man Gleichung (1) auch umgekehrt lesen

$$(2) \quad \Delta Q = T / (T - T_U) * \Delta E$$

und aus der idealen Wärmekraftmaschine wird dann eine ideale Wärmepumpe: durch Aufwand von (z.B.) elektrischem Strom ΔE kann man soviel Umgebungswärme auf eine höhere Temperatur T pumpen, dass sich auf diesem Temperaturniveau insgesamt eine Wärmemenge ΔQ ergibt, die um den reziproken Carnotfaktor $T / (T - T_U)$ größer ist als die dafür eingesetzte Exergie ΔE . Der reziproke Carnotfaktor stellt also bei einem vorgegebenem Temperaturniveau der Heizung, T , und der Umgebung, T_U , einen maximalen „Hebelfaktor“ für die thermodynamische Erzeugung von Wärme aus Strom dar (in unserem obigen Zahlenbeispiel würde dieser Hebelfaktor $1/0,17 = 6$ betragen).

2.1–b Die drei Ansätze zum thermodynamisch optimierten Heizen

Bei der primitiven Wärmeerzeugung durch bloße Verbrennung wird heute immerhin meist darauf geachtet, dass keine Wärme ohne Einbindung in die Heizaufgabe bleibt. Mit Exergie (z.B. elektrischem Strom) kann man aber nutzlose Umgebungswärme mit einem beachtlichen Hebelfaktor (Gleichung (2)) zum Heizen auf ein höheres Temperaturniveau pumpen. Statt einen Brennstoff direkt zu verheizen, kann man aus ihm Strom gewinnen. Heizen, Strom erzeugen und Strom anwenden muss man also in einem ganzheitlichen Zusammenhang sehen. Die Exergie ist hierbei die maßgebliche thermodynamische Steuergröße. Ein Heizverfah-

ren, bei dem angestrebt wird, dass keine Exergie ohne Nutzen verloren geht, bezeichnen wir als „thermodynamisch optimiertes Heizen“. Hierfür gibt es drei Ansätze:

- (1) Mit Anergie kann man direkt nichts mehr anfangen – Umgebungswärme steht ja ohnehin immer zur Verfügung. Wenn man jedoch bei der Stromproduktion die Abwärme nicht als reine Anergie sondern schon oberhalb der Umgebungstemperatur T_U an ein Kühlmittel abgibt, so führt das zwar zu einer geringeren Stromausbeute, aber bei geeigneter Festlegung der Abgabetemperatur kann man mit dieser Wärme noch etwas anfangen, z.B. sie zu Heizzwecken nutzen. Dies ist der Grundgedanke der Strom-Wärme-Kopplung, für die sich in Deutschland der unzutreffende Begriff „Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWK) durchgesetzt hat. Die KWK ist der erste Ansatz zum thermodynamischen Heizen.
- (2) Mit einer Wärmepumpe kann man Anergie, also eine Wärmemenge ΔQ_U bei der Temperatur T_U , aus der Umgebung entnehmen, reine Exergie in Form mechanischer oder elektrische Energie ΔE hinzugeben, und dann die Wärmemenge ΔQ auf einem höheren Temperaturniveau T beispielsweise zu Heizzwecken nutzen. Der Wärmepumpen-Prozess ist der zweite Ansatz zum thermodynamischen Heizen.
- (3) Bei einer Wärmeübertragung geht immer Exergie verloren, weil die Wärmequelle grundsätzlich wärmer als die Wärmesenke sein muss. Aber diese Temperaturdifferenz kann man mit entsprechendem technischem Aufwand klein machen. Das Arbeiten mit kleinen Temperaturdifferenzen ist also der dritte Ansatz zum thermodynamischen Heizen. Er wird vor allem durch Flächenheizungen (Fußboden- und Wandheizungen) verwirklicht.

2.1–c Die zum Heizen notwendige Exergie

Der Betrieb eines Wohngebäudes erfordert drei thermische Grundaufgaben:

- (1) Heizwärme zum Ausgleich der Transmissionsverluste Q_T bereitstellen und zwar – je nach Dämmstandard und Ansprüchen der Bewohner – etwa von Anfang Oktober bis April zur Aufrechterhaltung eines Temperaturniveaus von ca. 18 °C bis 20 °C während der Nutzungszeiten. Nachts kann eine Temperaturabsenkung hingenommen werden, was energetisch am günstigsten durch eine Nachtausschaltung des Wärmeerzeugers erreicht wird.
- (2) Lüftungswärme Q_L aufbringen, zur Aufwärmung von Frischluft von der Außentemperatur ($T_{außen}$, im Mittel etwa 1-2 °C) auf Zimmertemperatur ($T_{innen} = 20$ °C).
- (3) Warmwasser-Wärme Q_W liefern, um Trinkwasser aufzuwärmen von der Kaltwassertemperatur T_{KW} (ca. 15 °C) auf die Warmwassertemperatur T_{WW} (ca. 50-60 °C), ganzjährig, entweder über Durchlauf-erhitzer oder über einen Warmwasserspeicher.

Die Energie-Dienstleistung umfasst also einen Temperaturhaltevorgang (Temperierung des Innenraumes) und zwei Aufwärmvorgänge (Warmwasser und Frischluft). Für diese Aufgaben lässt sich jeweils ein minimaler Exergieinsatz errechnen.

Bisher wird jedoch in den seltensten Fällen die Frischluft im Gegenstromverfahren auf Zimmertemperatur aufgewärmt; meistens erfolgt die Aufwärmung der Frischluft dadurch, dass kalte Außenluft in der Nähe der Heizkörper in den Raum eindringt und sich durch Vermischung mit der Zimmerluft und an den warmen Innenwänden aufwärmt. Auch bei der Warmwasserversorgung werden bisher nur in seltenen Fällen die energetischen Vorteile eines Aufwärmvorganges (mit gleitender Temperatur der Wärmeübertragung) genutzt; meist wird das Warmwasser durch die Heizungsanlage bereitgestellt.

In Tabelle 1 sind die idealen Exergieverhältnisse für die Beheizung eines Gebäudes mit zwei verschiedenen Heizungsarten aufgezeigt. Bei der „idealen Heizung“ werden die oben erwähnten thermischen Grundaufgaben mit dem theoretisch minimalem Aufwand erfüllt, was in der Praxis natürlich nur angenähert möglich ist. Bei der „üblichen Heizung“ wird der gesamte Wärmebedarf in einer zentralen Anlage erzeugt und über Heizungswasser mit einer Radiator Temperatur von 50 °C in die Räume zur gekoppelten Abdeckung von Transmissions- und Lüftungswärme gebracht; auch die Bereitung des Warmwassers erfolgt direkt bei 50 °C, also ohne Ausnutzung einer gleitenden Aufwärmung.

Temperatur der Heizfläche			Ideale Heizung 20 °C		Übliche Heizung 50 °C	
Aufheizung ausgenutzt			ja		nein	
	Anteile	Energie [MWh] thermisch	Exergiefaktor, ideal	Exergie [MWh] elektrisch	Exergiefaktor, ideal	Exergie [MWh] elektrisch
Heizung	0,4	40	0,068	2,7	0,155	6,2
Lüftung	0,4	40	0,034	1,4	0,155	6,2
Warmwasser	0,2	20	0,062	1,2	0,124	2,5
Gesamt		100		5,3		14,9
Exergiehebel ("Arbeitszahl")			18,7		6,7	

Tab. 1:

Ideale Umrechnungsfaktoren Exergie/ Energie („Exergiefaktor“) für die drei thermischen Grundaufgaben bei thermodynamisch optimaler Wärmeversorgung eines Gebäudes mit einem gesamten jährlichen Wärmebedarf von 100 [MWh]_{th}. Als „Exergiehebel“ oder „Arbeitszahl“ wird das Verhältnis Wärmeenergie zu Exergie bezeichnet (gerechnet mit $T_{WW} = 50^\circ \text{C}$, $T_{au\beta en} = 0^\circ \text{C}$; Details zur Berechnung der Werte siehe /Materialienband I.2/).

Aus einem Vergleich des notwendigen Exergie-Aufwandes für die „ideale Heizung“ und die „übliche Heizung“, der in dem jeweiligen Exergiehebel zusammengefasst ist, erkennt man die Wichtigkeit einer heizungstechnischen Optimierung durch eine gesonderte Aufwärmung von Frischluft und Warmwasser und durch Flächenheizsysteme mit niedriger Vorlauftemperatur. Die ideale heizungstechnische Optimierung verdreifacht fast den Exergiehebel (Tabelle 1) gegenüber der „üblichen Heizung“, käme also mit einem Drittel der Exergie (z.B. Strom) aus. Das exergetische Potenzial zur Wärmeerzeugung, beispielsweise durch Wärmepumpen, lässt sich also nur dann ausschöpfen, wenn mit (oder vor) der Erneuerung des Wärmeerzeugers eine thermische Sanierung und gegebenenfalls auch eine Anpassung des Heizwärmeerzeugers erfolgt. Dann kann die Vorlauftemperatur im Auslegungsfall unter 30 °C bleiben.

2.2 Quellen für Heizenergie und ihr Exergiegehalt

Tabelle 1 zeigt, dass für die Wärmebereitstellung in einem Gebäude nur ein geringer Exergieanteil der Energie notwendig ist; diese geringen Anforderungen werden beim thermodynamischen Heizen ausgenutzt. Bei der bloßen Verbrennung von Öl und Gas oder gar bei der direkten Stromheizung wird hingegen Exergie verschwendet.

Die direkte Stromheizung kann eigentlich nur noch dann hingenommen werden, wenn

- sich infolge einer radikalen Senkung des Wärmebedarfes eine aufwändige Heizanlage als völlig unverhältnismäßig und daher auch unwirtschaftlich herausstellt, oder
- die Strom-Verheizung nur eine Regelungslücke oder einen Engpass ausgleicht.

2.2–a Bloße Verbrennung

Heute wird meistens noch direkt mit Erdgas oder Heizöl geheizt. Die Verbrennung erfolgt bei hoher Temperatur und die Wärmeenergie wird durch Wärmestrahlung und Abkühlung des zunächst sehr heißen Abgases auf das Heizmedium Wasser übertragen, welches die hohen Temperaturen jedoch eigentlich nicht benötigt. Die Exergieverschwendung erfolgt also auf der Hochtemperaturseite des Kessels.

Bei einem modernen Brennwertkessel, der eine Flächenheizung (Fußboden- oder Wandheizung) betreibt, erfolgt die Auskühlung des Abgases bis in den Kondensationsbereich und der Exergieverlust bei der Wärmeübertragung auf das Heizwasser wird immerhin dort, also am kalten (!) Ende der Feuerungsanlage, sehr gering und auch unter exergetischen Gesichtspunkten befriedigend.

2.2–b Strom-Wärme-Kopplung bei der Stromerzeugung: KWK

In einer Verbrennungs-Kraftmaschine wird bestenfalls die Exergie der eingesetzten Wärme in Strom umgewandelt. Die unvermeidliche Anergie und die technischen Verluste der Kraftmaschine werden als Wärme an die Umgebung abgegeben. Was liegt also näher, als diese „Abwärme“ schon auf einem höheren Temperaturniveau abzugeben, und zwar nicht als Verschwendung an die Umgebung sondern als Nutzwärme zum Heizen, zur Warmwasserbereitung oder als Prozesswärme im industriellen Bereich. Man ersetzt also das Kühlmedium mit der niedrigst verfügbaren Temperatur (z.B. Flusswasser, Außenluft) durch eine technische „Umgebung“, eine Wärmesenke auf ausreichend hohem Temperaturniveau, bei der die Kühlwärme noch für thermodynamisch weniger anspruchsvolle Prozesse als Wärmequelle genutzt werden kann. Diese Kühlwärme besitzt also noch einen Rest von Exergie, der dann natürlich zur Stromerzeugung nicht mehr zur Verfügung steht. Unter idealen Bedingungen wäre diese Restexergie übrigens gerade ausreichend, um eine ideale Wärmepumpe (siehe nächster Abschnitt) anzutreiben, die eine in Menge und Temperatur gleiche Nutzwärme erzeugt. Die KWK ist also grundsätzlich ein sehr eleganter Weg, um einen gegebenen Bedarf an Strom und Wärme gleichzeitig und theoretisch optimal abzudecken.

In der Praxis gibt es jedoch schwerwiegende technische und energiewirtschaftliche Einschränkungen. Die theoretischen Vorteile der KWK erlauben es derzeit keineswegs, von vorneherein die KWK als optimale Lösung für die Versorgung mit Strom und Wärme anzusehen: eine genauere Einzelfalluntersuchung ist unumgänglich (s. Kapitel II.3).

2.2–c Strom-Wärme-Kopplung bei der Stromanwendung: Wärmepumpe

In einer Verbrennungs-Kraftmaschine wird auch unter praktischen Bedingungen ein großer Teil des Exergiegehaltes des Brennstoffes an das Produkt „Elektrizität“ übertragen. Unter Einsatz von Elektrizität lassen sich umgekehrt Prozesse verwirklichen, bei denen Umgebungswärme, also reine Anergie, auf eine für Heizzwecke ausreichende Temperatur „gepumpt“ wird. Da elektrische Energie aus reiner Exergie besteht, ist die im Abschnitt 2.1-c für die einzelnen Heizaufgaben ausgerechnete Exergie als der Mindestaufwand der „üblichen Heizung“ an Elektrizität zum Betrieb dieser „Wärmepumpe“ aufzufassen.

Eine sparsame Heizungsanlage mit Wärmepumpe sollte also zwei Zielen gerecht werden:

- (1) Die „Heizkörper“ müssen so konzipiert und ausgelegt werden, dass die Wärmeübertragung mit möglichst geringem Exergieverlust, sprich mit kleiner Temperaturdifferenz, erfolgen kann. Dies wird bei gut wärmegeprägten Häusern mit großzügig bemessenen Flächenheizungen erreicht.
- (2) Die Wärmepumpe selbst muss hocheffizient sein. Dies bedeutet:

- Der Kompressor sollte einen hohen elektrischen Wirkungsgrad besitzen, so dass die Exergie des Stromes sich möglichst ungeschmälert in einer Exergieerhöhung des Arbeitsmediums (= „Kältemittel“) der Wärmepumpe wieder findet.
- Die Temperaturdifferenzen von Umgebungswärme bzw. Heizungsvorlauf gegenüber dem Arbeitsmedium der Wärmepumpe sollen insbesondere bei einem kleinen Temperaturhub möglichst gering sein.
- Der Aufwand an Hilfsenergie, etwa für die Pumpen oder Gebläse zum Betrieb der Wärmetauscher, muss gering bleiben.
- Die Stoffeigenschaften des Arbeitsmediums sollen eine gute Annäherung an einen optimalen thermodynamischen Prozess ermöglichen (z.B.: „Carnotisierung“).
- Das Arbeitsmedium soll insbesondere Eigenschaften haben, die bei der Wärmeabgabe einen Temperaturgleit und dadurch eine möglichst niedrige Temperaturdifferenz über den gesamten Temperaturbereich ermöglichen, der bei der Erwärmung des Heizungswassers und insbesondere bei Aufheizvorgängen (Frischluft, Warmwasser) überstrichen wird.

Die ideale Wärmepumpe, die verlustfrei Wärme mit der Umgebungstemperatur T_U aufnimmt und unter Einsatz von Exergie (z.B. elektrischer Strom) E die Nutzwärme Q bei einer höheren Temperatur T wieder abgibt, besitzt gemäß Gleichung (2) eine Leistungszahl, die dem umgekehrten Carnotfaktor entspricht. In der Praxis muss man natürlich technische Abstriche machen; man kann diese den obigen Anforderungen für die „Hocheffizienz“ zuordnen und durch die Einführung von 3 Parametern zusammenfassend beschreiben:

- f Gütefaktor, der den Kompressorwirkungsgrad der Wärmepumpe und die nicht perfekte Prozessführung berücksichtigt.
- ΔT_{ob} Temperaturdifferenz am Verflüssiger zwischen dem Arbeitsmedium der Wärmepumpe und der Vorlauftemperatur des Heizungswassers (also der Endtemperatur des aufgeheizten Wärmeträgers)
- ΔT_u Temperaturdifferenz zwischen der verfügbaren Umgebungstemperatur T_U und der Siedetemperatur des Arbeitsmediums der Wärmepumpe am Verdampfer.

Hinzu kommt noch der Energieaufwand E_H für Pumpen, Steuerung und gegebenenfalls für einen elektrischen Heizstab als Engpassheizung, den man jedoch meist in den Gütefaktor f hineinpackt. Mit diesen technischen Einschränkungen ergibt sich dann statt der Gleichung (2):

$$(3) \quad Q = f * (T + \Delta T_{ob}) / [(T - T_U) + (\Delta T_{ob} + \Delta T_u)] * E.$$

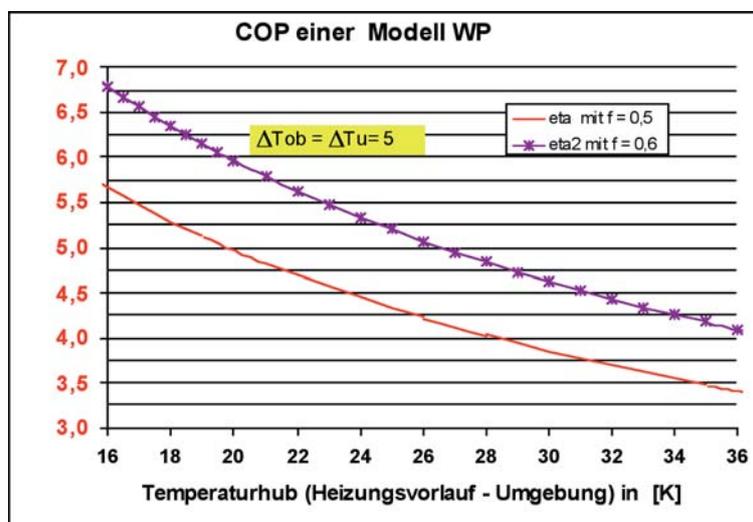


Abb. 1:
Leistungszahl (COP) einer Wärmepumpe gemäß Gleichung (3) mit einer oberen und unteren Temperaturdifferenz zum Arbeitsmedium von jeweils 5 [K] für zwei praxisnahe Gütefaktoren f .

In Abb. 1 ist die Leistungszahl einer durch Gleichung (3) beschriebenen Modellwärmepumpe als Funktion des Temperaturhubes zwischen der Umgebungswärme (als Wärmequelle für den Verdampfer) und dem Heizungsvorlauf dargestellt. An den Wärmeübertragern wurde eine (etwas ehrgeizige) Temperaturdifferenz von $\Delta T_{ob} = \Delta T_u = 5$ [K] angenommen. Man erkennt, dass bei relativ niedrigen Vorlauftemperaturen, wie sie in gut wärmegeprägten Häusern mit Flächenheizungen möglich sind, und geeigneten Quellmedien (z.B. Erdreich oder Grundwasser, oder auch Außenluft mit Eisspeicher) hohe Leistungszahlen oberhalb von 4 oder gar 5 möglich sind.

Wärmepumpen-Anlagen gibt es in vielen Variationen, je nach:

- Umweltwärme-Reservoir:
Erboden (bodennaher Sole-Erdkollektor, Sole-Erdsonden bis etwa 100m Tiefe),
Wasser (Grundwasser, Uferfiltrat),
Luft (Außenluft direkt, oder über eine durch Erdreich führende Ansaugleitung).
- Erforderliche Vorlauftemperatur:
Bei 50-60 °C und mehr: Bloßer Ersatz einer alten Feuerungsanlage ohne thermische Gebäudesanierung;
Bei 40-30 °C und weniger: Neubau mit Flächenheizung, Altbau nach thermischer Sanierung und Installation einer Flächenheizung.
- Wärmespeicher: Zu einer Optimierung des Einsatzes von Luft-Wärmepumpen würde z.B. beitragen, wenn die sehr kalten Tage durch einen Wärmespeicher für die Umgebungswärme (z.B. Eisspeicher) überbrückt würden.

In der Praxis interessiert nicht so sehr die momentane Leistungszahl einer Wärmepumpe auf dem Prüfstand, sondern die über einen festen Zeitraum, meistens ein Jahr, gemittelte Arbeitszahl AZ, die man als das Verhältnis der abgegebenen Wärme zum gesamten Stromaufwand definiert: Die erreichbaren Arbeitszahlen hängen natürlich von diesen Variationen und dem konkreten Fall ab. Russ et al. [2] haben eine umfangreiche Untersuchung zum Einsatz von Wärmepumpen im nicht thermisch sanierten Gebäudebestand vorgelegt. Im Feldtest waren unterschiedliche Wärmepumpen mit bis zu 20 kW Heizleistung von insgesamt 13 Herstellern vertreten.

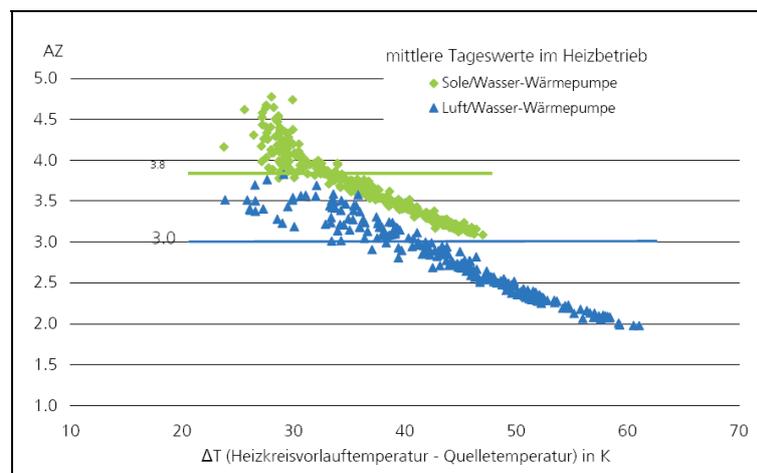


Abb. 2:

Luft-Wasser-Wärmepumpe und Sole-Wasser-Wärmepumpe-Arbeitszahl in der Heizzeit (nur Heizung) in Abhängigkeit vom Temperaturhub ΔT , den die Wärmepumpe überwinden muss, auf der Basis von Tagesmittelwerten (Zeitraum 11/07 – 10/08) [2]

In Abb. 2 sind für einen reinen Heizbetrieb (also ohne Warmwasserbereitung) die mittleren Tageswerte der Arbeitszahl AZ als Funktion des Temperaturhubes ΔT zwischen der Vorlauftemperatur des Heizkreises (in unserer Bezeichnung entspricht dies T) und der Quelltemperatur T_U dargestellt. Man erkennt:

- Mit Flüssigkeit als Wärmeträger der Umgebung betriebene Wärmepumpen erreichen deutlich bessere Arbeitszahlen als solche mit Luft als Wärmequelle.
- Die über das Jahr gemittelten Arbeitszahlen waren mit 3.8 für die Sole Wärmepumpen und 3.0 für die Luft-Wärmepumpen selbst für den vorgegebenen äußerst ungünstigen Anwendungsfall „thermisch nicht sanierter Altbau mit Radiatorenheizung“ schon ganz gut.
- Die Arbeitszahlen für kleine Temperaturhübe um 25 bis 35 [K] liegen für die Sole/Wasser Wärmepumpen zwischen 4 und fast 5.

Für eine endgültige Lösung der Gebäudebeheizung genügt es nicht, sich mit einer Änderung der Energieversorgung zu begnügen. Die (möglichst) vorherige thermische Sanierung ist unabdingbar, in vielen Fällen wird auch die Umstellung auf eine Flächenheizung dazu gehören. Dann zeigen aber bereits Abb. 1 und Abb. 2, dass die Wärmepumpe für die dann noch auftretenden geringen Temperaturhübe ΔT mit hohen Arbeitszahlen von fast 5 und in Zukunft vermutlich noch mehr aufwarten kann. Als Fazit kann man festhalten, dass es für strategische Überlegungen gerechtfertigt ist, von einer hohen Arbeitszahl beim Einsatz von Wärmepumpen auszugehen.

2.2-d Motor-Wärmepumpe und Gasabsorptions-Wärmepumpe

Es gibt Wärmepumpen, bei denen der exergetische Antrieb ohne Umweg über das Stromnetz dezentral bereitgestellt wird und die daher bei einer gleichen primärenergetischen Arbeitszahl weniger Umweltwärme als eine elektrische Wärmepumpe benötigen würden:

- Bei einer Motor-Wärmepumpe treibt z.B. ein Gasmotor direkt eine Wärmepumpe an; die Motorabwärme wird zusätzlich zum Heizen genutzt.
- Bei einer Gasabsorptions-Wärmepumpe (GAWP) wird die Funktion des Kompressors im Wärmepumpenprozess durch einen thermisch angetriebenen Lösemittelkreislauf ersetzt. Ein Teil der Exergie der Wärmequelle wird also zur mechanischen Arbeit der Komprimierung des Kältemittels ausgenutzt.

2.3 Optimierung von Gebäudeisolierung und Wärmebereitstellung

Überflüssiger Wärmebedarf und Wärmebereitstellung aus primitiver Verbrennung sind im Gebäudebereich nicht mehr zu verantworten. Die Energiedienstleistung „warmes Haus“ muss und kann erreicht werden durch ein energetisch und exergetisch optimiertes, also „thermodynamisches“, Heizen. Hierzu muss:

- der Transmissions-Wärmebedarf durch bauliche Maßnahmen drastisch vermindert und ein Großteil der Lüftungswärme durch Frischluft-Abluft-Wärmeübertrager zurück gewonnen werden,
- thermische Solarenergie zur Warmwasserbereitung (vor allem in Sommer) und zur Heizung in der Übergangszeit und teilweise auch im Winter eingesetzt werden,
- der Restbedarf an Heizwärme unter exergetischer Optimierung und im energiewirtschaftlichen Gesamtzusammenhang bereitgestellt werden, und
- auch die Übertragung der Heizwärme zur Temperierung des Gebäudes und zur Aufwärmung von Frischluft und Brauchwasser ohne vermeidbaren Exergieverlust erfolgen.

Die zu erwartende Preissteigerung im Energiebereich wird den Spielraum zur technischen Ausgestaltung und Verbesserung ausweiten. Bei Neubauten ist mit dem Konzept des „Passivhauses“ [3] bereits ein richtungweisender und praktikabler Weg aufgezeigt worden, der sich sinngemäß auch auf Altbauten übertragen lässt. Die thermische Sanierung des Gebäudebestandes ist mühsam und langwierig und wird aus Kostengründen am besten im Rahmen einer „sowieso“ anfallenden allgemeinen Sanierung oder Ersatzinvestition durchgeführt. Zur aktiven thermodynamischen Wärmebereitstellung gibt es zwei Konkurrenten: KWK und Wärmepumpe. Beide werden im Kapitel II.3 *Kraft-Wärme-Kopplung und Systemvergleich* bezüglich ihres Energiesparpotenzials miteinander verglichen.

2.4. Zusammenfassung und Ausblick

Die Energiedienstleistung „warmes Haus“ lässt sich nur in einem ganzheitlichen Ansatz mit minimalem Primärenergieeinsatz bereitstellen. Nach der thermischen Gebäudesanierung (einschließlich der Auslegung der Heizflächen auf niedrige Temperaturen) und der Ausnutzung freier Energiequellen wie Solarenergie und Abwärme wird der übrig bleibende Heizenergiebedarf nach Quantität und Qualität (Temperaturanforderung, Exergie) sehr gering, und kann gut mit Wärmepumpen gedeckt werden. Der deutsche Gasabsatz von insgesamt 925 TWh wurde 2007 zu 11,5% zur Verstromung in Kraftwerken und zu 27% meist zu Heizzwecken in den Haushalten eingesetzt. Setzt sich die Wärmepumpe in vielen Gebieten durch, dann könnte dort die Gasversorgung aus der Fläche herausgenommen und zur Stromerzeugung herangezogen werden. So kann eine Ausweitung der umweltfreundlichen und effektiven Gasverstromung aus dem Übergang zum thermodynamisch optimierten Heizen gespeist werden.

Anmerkungen und Literatur

Dem Kapitel liegen eine ausführlichere Darstellung als „Materialienband“ und ein Powerpoint Vortrag zugrunde, in denen weitere Einzelheiten angegeben sind.

Gerhard Luther: Materialienband, *Thermodynamisch optimiertes Heizen*.
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010_E-Studie/

Gerhard Luther: *Thermodynamisch Optimiertes Heizen*,
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2009F/Links_AKE2009F.htm

Weitere Literatur:

AIP Conference Proceedings Nr.25: *Efficient Use of Energy*, American Institute of Physics (AIP), New York (1975), ISBN 0-88318-124-X

J. Fricke und W.L. Borst: *Energie – Ein Lehrbuch der physikalischen Grundlagen*,
 R.Oldenbourg Verlag, München (1981), ISBN 3-486-24971-1

- [1] Eine einfache Herleitung aus den beiden Hauptsätzen der Thermodynamik im Materialienband a.a.O.
- [2] Christel Russ, Marek Miara, Michael Platt: *Untersuchungen zum Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebestand*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme Freiburg (2009), Bild 10, S.10
- [3] Wolfgang Feist: <http://www.passiv.de/>

I.3 Transport – Elektromobilität

3.1 Einleitung

Mobilität ist für die meisten Menschen ein äußerst erstrebenswertes Gut. Entsprechend hat die Verkehrsleistung im Personenverkehr zu Land¹ in den letzten Jahren in den industrialisierten Ländern stark zugenommen, nähert sich allerdings jetzt vielfach einem Sättigungswert². In Ländern wie China und Indien dagegen ist die Motorisierung erst am Anfang einer rasant ansteigenden Entwicklung³.

Schon heute entfallen weltweit auf den gesamten Verkehr fast 20% der energiebedingten Treibhausgas (THG)-Emissionen [4] und 24% der CO₂-Emissionen [5]. In der EU sind 71% des Gesamtverkehrs (und sogar rd. 97% des Straßenverkehrs) vom Mineralöl abhängig und für rd. 20% des Gesamt-CO₂-Aufkommens verantwortlich [6].

Es ist daher eine bestechende Idee, diese schädlichen Auswirkungen des Verkehrs dadurch zu vermeiden, dass man ihn elektrifiziert, Schlagwort „Elektromobilität“⁴. Der Ersatz der „Ressource Öl“ durch die neue „Ressource Strom“ beseitigt dann nicht nur die Abhängigkeit vom Öl, sondern vermeidet gleichzeitig das schädliche Kohlendioxid, vorausgesetzt der Strom kommt aus CO₂-freien Quellen. Die Vorteile einer Elektrifizierung des Verkehrs liegen also sowohl auf ökologischem (Reduzierung der Kohlendioxid- und Schadstoffemissionen), als auch auf ökonomischem (Ölpreissteigerung, Ölverknappung) und politischem (weniger Abhängigkeit von Ölimporten, beschleunigte Einführung von erneuerbaren Energieträgern) Gebiet.

Entsprechend ist das Elektroauto zu einem heißen Thema in der öffentlichen und politischen Diskussion geworden. Haupttreiber für das große Interesse am Batterie-Elektroantrieb sind dabei sein hoher Wirkungsgrad (typischer Fahrzeugwirkungsgrad von 70 bis 80%, verglichen mit 20 bis 28% beim Verbrennungsmotor und 40 bis 50% beim Brennstoffzellen-Elektroantrieb [7]) und die Aussicht, die Batterien einmal mit CO₂-freiem Strom betreiben zu können. Letzteres führt zur engen gedanklichen Verbindung von „Elektromobilität“ mit „Erneuerbaren Energien“. Die gleiche Assoziation ergibt sich aus der Zukunftsvision, Elektroautos in einem „intelligenten“ Netz als Speicher für das fluktuierende Angebot „Erneuerbarer Energien“ aus Wind und Sonne einzusetzen (vgl. Abschnitt 3.3-b).

Abbildung 1 zeigt die sehr niedrigen CO₂- und Schadstoff-(NO_x)-Emissionen zukünftiger Elektrofahrzeuge im Vergleich zu den Emissionen heutiger „konventioneller“ Benzin- und Dieselfahrzeuge.

Der langfristig angestrebte Ersatz aller Benzin- und Dieselfahrzeuge durch Elektroautos ist Teil einer weltweiten Strategie zur Begrenzung der klimaschädlichen THG-Emissionen. Ob Elektrofahrzeuge diese Erwartungen werden erfüllen können und wie langwierig der Weg dorthin sein wird, ist vor allem eine wirtschaftlich-technische Frage, nämlich ob und bis wann geeignete Batterien entwickelt werden können. Geeignete politische Rahmenbedingungen sind dabei eine notwendige Voraussetzung aber keine Garantie für den Erfolg. Die Bundesregierung hat die große strategische Bedeutung der Elektromobilität erkannt und sich mit dem „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ vom August 2009 [8] auf diesem Gebiet sehr ehrgeizige Ziele gesetzt: Sie möchte *die Forschung und Entwicklung, die Marktvorbereitung und die*

¹ Der Flugverkehr wird hier nicht behandelt. Die von ihm verursachten Emissionen machen derzeit 3 – 4% der gesamten THG-Emissionen aus, könnten aber laut IPCC bis zum Jahr 2050 infolge des anwachsenden Flugaufkommens auf 15% ansteigen [1].

² In Deutschland zum Beispiel einem Sättigungswert von ca. 45 Mill. Personenkraftwagen [2].

³ Bis zum Jahr 2030 werden allein in Indien und China ca. 115 bzw. 210 Mill. zusätzliche Fahrzeuge erwartet [3].

⁴ Elektromobilität soll, in Verbindung mit erneuerbaren Energiequellen, einen bedeutenden Beitrag zur Umsetzung der Klimaschutzziele der Bundesregierung (BR) leisten und ist entsprechend im „Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP)“ der BR verankert.

Markteinführung von batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen in Deutschland voranbringen und Deutschland zum Leitmarkt Elektromobilität machen. Sie strebt deshalb an, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren und wichtige Ballungsgebiete über eine flächendeckende Ladeinfrastruktur verfügen.

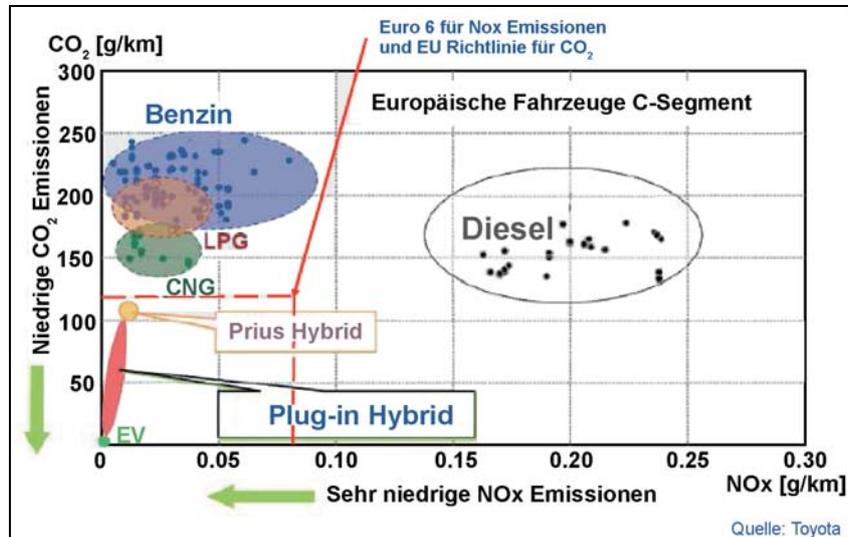


Abb. 1: CO₂- und NO_x-Emissionen zukünftiger Elektrofahrzeuge im Vergleich zu heutigen „konventionellen“ Benzin- und Dieselfahrzeugen (aus [7]). Der bereits auf dem Markt käufliche „Prius III Hybrid“ ist mit nur 89 gCO₂/km zertifiziert [9].

Während man sich also weitgehend darüber einig ist, dass dem „echten“ Elektroauto (batteriebetriebene Elektrofahrzeuge und „Plug-in“ Hybridfahrzeuge), betankt mit CO₂-armem Strom, langfristig die Zukunft gehört, kann heute noch niemand genau sagen, wie lange es dauern wird, bis sie den Markt beherrschen werden. Der Autobauer Toyota geht von einer Zeitspanne von etwa 20 Jahren aus [10] und befindet sich damit wohl in Übereinstimmung mit den meisten internationalen Autokonzernen.

Im Folgenden gehen wir zunächst kurz auf den *Öffentlichen Personenverkehr (hauptsächlich auf der Schiene)* ein, ehe wir uns dann dem Hauptthema, der Elektrifizierung des *Individualverkehrs*, das heißt dem Elektroauto, zuwenden. Die Konzentration auf das Elektroauto ist schon allein dadurch gerechtfertigt, dass der Individualverkehr den öffentlichen Verkehr rein zahlenmäßig – und damit natürlich auch in seiner gesamtwirtschaftlichen Bedeutung – bei weitem überwiegt, in Deutschland derzeit um das Fünf- bis Sechsfache (s. Tab.1).

Motorisierter Individualverkehr	880			
Öffentlicher Verkehr	162			
Darunter:		Eisenbahn* gesamt	82	
		Darunter:		Nahverkehr* 46
				Fernverkehr** 36
		Bus Gelegenheitsverkehr	27	
		ÖPNV Straße	37	
		ÖPNV Schiene**	16	
Gesamt	1042			

*ist bereits zu großen Teilen mit Elektrotraktion; ** ist bereits weitgehend mit Elektrotraktion

Tab.1: Verkehrsleistung der Landverkehrsträger in Deutschland im Jahr 2008 (in Mrd. Personenkilometer) [2]

3.2 Öffentlicher Personenverkehr

Am weitesten fortgeschritten ist die Elektrifizierung bisher im Öffentlichen Personenverkehr, der sich in Deutschland schon heute großenteils (zu 60%) auf der Schiene abspielt und weitgehend (zu 90%) elektrifiziert ist (s. Tab.1). Entsprechend liegen die spezifischen CO₂-Emissionen beim Schienenverkehr der Deutsche Bahn (DB) AG heute (Datenbasis 2008) bereits wesentlich niedriger (bei 76 bzw. 46 g CO₂/Pkm für den Nah- bzw. Fernverkehr) als beim Straßenverkehr (134 bzw. 138 g CO₂/Pkm im Nah- bzw. Fernverkehr) [11].

Beim Schienen-Personen-Fernverkehr dominiert also in Deutschland schon heute die Elektrotraktion und die spezifischen CO₂-Emissionen fallen entsprechend klimafreundlich aus. Die relativ gute „Klimaqualität“ des Bahnstroms (über 40% CO₂-freie Erzeugung) beruht allerdings zum großen Teil auf der Nutzung von Kernenergie (etwa 70% des CO₂-freien Stromanteils kommen aus dem Kernkraftwerk Neckarwestheim) [12] und wird sich ohne Kernenergie in Zukunft voraussichtlich verschlechtern⁵. Dessen ungeachtet hat sich die Deutsche Bahn (DB) AG ambitionierte CO₂-Reduktionsziele gesetzt⁶.

Während also der Schienenfernverkehr in Deutschland bereits fast vollständig elektrifiziert ist, wird der weltweite Trend, auch den Öffentlichen Nahverkehr zu elektrifizieren in den deutschen Städten bisher weitgehend ignoriert. So ist in vielen Industrieländern (z. B. Frankreich, Spanien, England) in den Städten aus unterschiedlichen Gründen (Verkehrssicherheit, Reduzierung der Feinstaubemissionen, Revitalisierung der Innenstädte u. a.) eine Renaissance der Straßenbahn zu beobachten – sie ist wirtschaftlicher als der Busbetrieb und kostengünstiger als der Bau neuer U-Bahnstrecken, in den deutschen Städten dagegen wurden die Straßenbahnen weitgehend abgeschafft.

Diese Beispiele aus dem Ausland sollten auch den Verantwortlichen in Deutschland zeigen, was machbar ist, wenn die Rahmenbedingungen richtig gesetzt werden. Es gibt bereits Vorschläge, die auf ein starkes Wachstum im Eisenbahnverkehr abzielen: So wird im Koalitionsvertrag ein „Deutschlandtakt“⁷ angekündigt und der Präsident der Bundesarbeitsgemeinschaft der Aufgabenträger im Schienenpersonennahverkehr (BAG-SPNV) hat das Ziel formuliert, die Nachfrage im Eisenbahnverkehr in den nächsten Jahren zu verdoppeln [14].

3.3 Individualverkehr – das Elektroauto

Wir wenden uns jetzt dem *Individualverkehr* und der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe zu. Wir konzentrieren uns dabei im Sinne der vorliegenden Studie auf Elektrofahrzeuge mit Antriebskonzepten, die einen hohen Stromanteil haben, nämlich

- rein *batteriebetriebene Elektrofahrzeuge* („battery electric vehicle“, kurz BEV), und
- *Plug-in Hybridfahrzeuge* („plug-in hybrid electric vehicle“, kurz PHEV), mit einer Kombination aus Elektro- und Verbrennungsmotor, mit einer größeren Batterie (als in einem reinen Hybrid), die über das Stromnetz geladen werden kann⁸.

⁵ Nach derzeitiger Planung der DB AG soll dieser Kernenergiestrom im Fall des Abschaltens des Kernkraftwerks Neckarwestheim durch Kohlestrom substituiert werden [12].

⁶ Von 1990 bis 2008 hat die DB AG im Schienenverkehr bereits knapp 40% ihrer spezifischen CO₂-Emissionen eingespart (u.a. mit Strom aus Kernkraftwerken). Als neues Ziel hat sie formuliert, zwischen 2006 und 2020 die spezifischen CO₂-Emissionen des gesamten Konzerns um 20% reduzieren zu wollen [13].

⁷ Im neuen Koalitionsvertrag der BR steht die Ankündigung: „Vorschläge zur Einführung eines Deutschlandtaktes im Schienenpersonenverkehr einer sorgfältigen Überprüfung unter Beteiligung der Länder (zu) unterziehen“.

⁸ Plug-in Hybridfahrzeuge verbinden – allerdings mit dem Nachteil hoher Herstellungskosten – die Vorteile von Batterie- und Benzinfahrzeugen: Auf kürzeren Strecken und im Stadtverkehr fährt das Auto mit elektrischem Antrieb leise und emissionsfrei, während der zweite Antrieb (Verbrennungsmotor oder Brennstoffzellensystem) als „Range-Extender“ eine größere Reichweite ermöglicht. Ein Teil der deutschen Automobilindustrie verfolgt das Konzept eines „Range-Extenders“ auf der Basis von Brennstoffzellen.

Auch wenn der Verbrennungsmotor seine Bedeutung für den Verkehr auf absehbare Zeit noch behalten und dabei durch Effizienzverbesserung und Nutzung biogener Kraftstoffe seine Umweltverträglichkeit weiter steigern wird, muss doch schon heute energisch mit dem Übergang zum Elektrofahrzeug begonnen werden. Die dafür notwendigen Technologien (elektrische Antriebe, Speicherung elektrischer Energie, notwendige Netzinfrastruktur u. a.) sind in ihren Grundlagen vorhanden, müssen aber für einen großtechnischen Einsatz unter marktwirtschaftlichen Bedingungen noch entscheidend weiterentwickelt und verbessert werden.

In den nächsten Abschnitten behandeln wir die wichtigsten Fragen für die Beurteilung der zukünftigen Entwicklung von Elektrofahrzeugen, nämlich ihre Energieeffizienz, ihr Potenzial zur CO₂-Reduktion, ihren zusätzlichen Strombedarf, ihren möglichen Einsatz zum Lastmanagement und – last not least – die Entwicklung geeigneter elektrischer Batterien.

3.3–a Energieeffizienz und CO₂-Reduktion

Energieeffizienz: Vergleich Elektro- und Dieselfahrzeug

Bei der Betrachtung der Energieeffizienz eines Fahrzeugs müssen die verschiedenen Energienutzungsstufen, von der Fahrzeugnutzenergie über die Endenergie bis hin zur Primärenergie, berücksichtigt werden. Es zeigt sich dabei, dass bei den verschiedenen Vergleichsschritten sehr unterschiedliche Vergleichszahlen zustande kommen können. Dies soll am Vergleich des spezifischen Energieverbrauchs eines batteriebetriebenen Elektrofahrzeugs (EF) mit dem eines Diesel-Pkw erläutert werden, wie er in [15] durchgeführt wurde.

	Dieselfahrzeug	Elektrofahrzeug
(1) Nutzenergiebedarf [kWh/100km]	11	11
(2) Antriebsnutzungsgrad [%]	23	75
1. Schritt: (1) + Verluste, f (2) →		
(3) spezif. Endenergieverbrauch [kWh/100km]	49	15
(4) Bereitstellungsnutzungsgrad d. Endenergie [%]	88	35
2. Schritt: (3) + Verluste, f (4) →		
(5) spezif. Primärenergieverbrauch [kWh/100km]	55	43
(6) Kumulierter Energieaufwand [GJ bezogen auf 120.000km Lebensdauer]kWh/199km]	100	180
3. Schritt: (5) + (6) →		
(7) spez. Gesamtenergieaufwand [kWh/100km]	79	85

Tab. 2: Vergleich des spezifischen Energieverbrauchs eines Diesel- mit dem eines Elektrofahrzeugs
(alle Zahlen nach [15])

Betrachtet wurde in diesem Beispiel ein Kleinwagen-Pkw mit einem mechanischen Nutzenergiebedarf an der Schnittstelle Reifen/Rad von ca. 11 kWh/100 km (Tab. 2, Zeile 1). Addiert man dazu die vom Antriebsnutzungsgrad abhängigen Verluste, so erhält man im ersten Schritt den spezifischen Endenergieverbrauch. Für das Elektrostraßenfahrzeug mit einem Antriebsnutzungsgrad von 75% (Motor, Leistungselektronik und Batterie) ergibt sich ein spezifischer Endenergieverbrauch von 15 kWh/100 km⁹, für den Diesel-Pkw mit 23% Fahrzeugnutzungsgrad dagegen ein spezifischer Verbrauch von knapp 49 kWh/100 km (Tab. 2, Zeile 3).

⁹ Hier wurden allerdings keine Nebenverbraucher, wie z.B. Heizung, berücksichtigt, die beim Dieselmotor über die Abwärme bedient werden können. Auch fallen mechanische/elektrische Nebenverbraucher, wie Beleuchtung und Klimatisierung, beim Batteriefahrzeug prozentual höher ins Gewicht [16].

Im zweiten Schritt wird der spezifische Primärenergieverbrauch in Abhängigkeit vom Bereitstellungsgrad der Endenergie (elektrische Energie bzw. Diesel) ermittelt. Für das EF erhält man dann mit einem Gesamtnutzungsgrad der Strombereitstellung von 35% (erfasst die Verluste im Kraftwerkspark und den Übertragungsnetzen) einen spezifischen Primärenergiebedarf von rd. 43 kWh/100 km, beim Diesel-Pkw dagegen dank des höheren Gesamtnutzungsgrads von 88% (berücksichtigt Verluste in Raffinerien und im Tankstellennetz) einen Primärenergiebedarf von rd. 55 kWh/100 km (Tab. 2, Zeile 5).

Berücksichtigt man zusätzlich zum oben genannten spezifischen Primärenergieverbrauch noch den für die Herstellung des Fahrzeugs benötigten „Kumulierten Energieaufwand“ (hier 100 GJ für den Diesel-Pkw und 180 GJ für das EF, letzteres unter Berücksichtigung eines Batterieaustausches während der Fahrzeugnutzung) und bezieht ihn auf die Lebensdauer des Fahrzeugs (hier 120.000 km angenommen), so verschwindet der ursprüngliche, auf dem günstigen Antriebswirkungsgrad basierende Vorteil des EF gegenüber dem Diesel-Pkw: Der spezifische Gesamtenergieaufwand steigt beim EF auf rd. 85 kWh/100 km, während er beim Diesel-Pkw knapp darunter bei 79 kWh/100 km liegt (Tab. 2, Zeile 7).

Die rein quantitative Betrachtung des Energieaufwands allein wird der Sache natürlich nicht gerecht, da die Qualität der aufgewendeten Primärenergie – CO₂-armer Energie-Mix oder Mineralölprodukte – eine ebenso große oder eventuell sogar noch größere Rolle spielt.

Potenzial zur CO₂-Reduktion

Elektromobilität eröffnet für die Reduktion der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor eine ganz neue Dimension (vgl. Abb. 1): Während weitere „konventionelle“ Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs und damit des CO₂-Ausstoßes zunehmend größere Anstrengungen erfordern, erlaubt die Elektrifizierung des Antriebs, bei geeigneter Wahl der Primärenergiequellen, mit einem Schlag eine CO₂-arme Abwicklung des Verkehrs.

Der CO₂-Eintrag, mit dem ein Elektroauto die Umwelt belastet, ergibt sich als Produkt seines spezifischen Endenergieverbrauchs (in kWh/100 km) und der spezifischen CO₂-Emission (in gCO₂/ kWh), die beim vorgegebenen Energie-Mix bei der Erzeugung einer Kilowattstunde Strom entsteht. Er hängt also im Wesentlichen vom Energie-Mix ab, mit dem der Strom zum Laden der Batterie erzeugt wird. Nehmen wir als Beispiel ein Elektrofahrzeug der Mittelklasse mit einem Verbrauch von 20 kWh/100km und laden es mit Strom aus dem heutigen deutschen Energie-Mix (ca. 600 gCO₂/kWh) auf, so würde der strombedingte CO₂-Eintrag 120 gCO₂/km betragen.

Umgekehrt können Elektrofahrzeuge in Ländern mit einem weitgehend CO₂-freien Strom-Mix, wie in Frankreich (80% Strom aus Kernenergie) oder der Schweiz (95% Strom aus Wasserkraft u. Kernenergie), praktisch „über Nacht“, also ohne weitere Entwicklungen, wesentlich weniger CO₂ produzieren als es dem durchschnittlichen Flottenverbrauch von Benzin- und Dieselaautos entspricht. Zum Beispiel würde das oben beschriebene Elektrofahrzeug in Frankreich nur ca. 8 gCO₂/km produzieren [17], also eine Größenordnung weniger als in Deutschland. Für die gesamte EU beträgt der CO₂-Eintrag eines Elektrofahrzeugs derzeit im Mittel 76 gCO₂/km [17] und dieser Wert soll in den nächsten Jahren etwa halbiert werden.

3.3–b Zusätzlicher Strombedarf und Lastmanagement

Zusätzlicher Strombedarf

Wie bereits erwähnt, hat die Bundesregierung ambitionierte Ziele für die Markteinführung von Elektroautos festgelegt: Auf den Straßen Deutschlands sollen bis zum Jahr 2020 etwa eine Million Elektrofahrzeuge

unterwegs sein¹⁰, bis 2030 dann 5 Millionen und bis 2050 soll der Verkehr in den Städten überwiegend ohne mit fossilem Treibstoff betankte Fahrzeuge auskommen.

Der mit diesen Elektrofahrzeugen verbundene zusätzliche Stromverbrauch wird meist überschätzt. Geht man von einer mittleren Jahreskilometerleistung von 12.500 km und dem schon mehrfach für Mittelklassewagen benutzten Energieverbrauch von 20 kWh/100km aus, so errechnet sich ein Jahresverbrauch von 2.5 TWh pro 1 Million Elektrofahrzeuge, was etwa 0.4% des Jahresstromverbrauchs in Deutschland (2005: 612 TWh) entspricht. Erst bei einer vergleichsweise hohen Marktdurchdringung von 20% Elektrofahrzeugen (etwa 10 Millionen Fahrzeuge) würde der Mehrverbrauch einen zusätzlichen Strombedarf von etwa 4% bedingen. Der zusätzliche Strombedarf der Elektrofahrzeuge (und damit auch ihre Speicherkapazität; siehe unten) fällt also in den nächsten 10 bis 20 Jahren nicht merklich ins Gewicht.

Da aber auch der notwendige Ausbau der elektrischen Netze und des Kraftwerksparks beträchtliche Vorlaufzeiten (und gewaltige Investitionen) benötigt, muss man sich schon heute ernsthaft Gedanken darüber machen, wie das zukünftige Stromversorgungssystem im Einzelnen strukturiert sein müsste (insbesondere auch angesichts eines hohen Anteils fluktuierender regenerativer Energie).

Dezentrale mobile Stromspeicher

Eine weitere Herausforderung – und gleichzeitig große Chance – der Elektrofahrzeuge liegt in ihrer Integration in das Lastmanagement des Energieversorgungssystems. Bei einer ungesteuerten Aufladung der E-Fahrzeuge durch die Nutzer würden sich am Vormittag und späten Nachmittag sehr hohe zusätzliche Nachfragespitzen ergeben. Es bedarf also ab einer bestimmten Marktdurchdringung einer Steuerung des Ladevorgangs, einer „intelligenten“ Anbindung der Fahrzeuge ans Netz (sog. Vehicle-To-Grid (V2G) Technologie) [17]. Diese Technologie würde die Möglichkeit eröffnen, Elektrofahrzeuge sowohl als Energiespeicher als auch zu Regelzwecken einzusetzen.

Bei diesen Überlegungen geht man davon aus, dass sich in einigen Jahren zwei Entwicklungstrends ergänzen und energiewirtschaftlich nutzen lassen werden: Der Ausbau fluktuierender (und nur teilweise regelbarer) erneuerbarer Energien und die Verbreitung von Millionen dezentraler Stromspeicher in den E-Fahrzeugen. Da die Fahrzeuge etwa 23 Stunden am Tag nicht bewegt werden und dabei oft im Anschlussbereich eines Stromnetzes stehen, könnten sie zur Systemintegration fluktuierender Einspeisung genutzt werden (diese Vision ist für viele Gruppierungen die wesentliche Motivation für ihr Interesse an der Elektromobilität: Ein starkes „Tandem“ Elektrofahrzeuge – erneuerbare Energiesysteme).

Die rechnerische Speicherkapazität von 1 Million E-Pkw (Ziel für das Jahr 2020) beträgt, bei einer zunächst realistischen Aufnahmekapazität von 10 kWh/Fahrzeug, 10 GWh. Dies ist vergleichbar mit der Speicherkapazität des größten deutschen Pumpspeicher-Kraftwerks Goldisthal (8,5 GWh; deutsche Pumpspeicher-Kraftwerke insgesamt: 40-50 GWh) und würde gerade ausreichen, um die gesamte heutige Windenergieleistung (2009: 25,8 GW) für etwa 20 Minuten zu puffern. Erst wenn etwa die Hälfte (ca. 25 Millionen) aller Pkw elektrisch betrieben würde (vielleicht im Jahr 2050) und ihre Batterieaufnahmefähigkeit auf 20 kWh/Fahrzeug gesteigert wäre (Speicherkapazität dann insgesamt 500 GWh), könnten die E-Fahrzeuge eine wichtige Rolle beim Lastmanagement spielen.

Regelleistung

Während das Energiespeicherpotenzial von 1 Million E-Pkw relativ gering ist, könnte ihr Angebot an Regelleistung bereits nützlich sein: Bei 3 kW Anschlussleistung könnten sie theoretisch 3 GW an positiver/

¹⁰ In Frankreich sollen bis zum Jahr 2020 sogar 2 Mio. und in Großbritannien 1.7 Mio. Elektrofahrzeuge unterwegs sein [3].

negativer Regelleistung bereitstellen [18], was knapp der Hälfte der gesamten derzeit installierten Leistung aller Pumpspeicherkraftwerke (Regelleistung 6,7 GW_{el}; Regelenergie 7,5 TWh pro Jahr) entspräche (vgl. Kap. II.7.1 und III.2.3).

3.3–c Batterie – Schlüsselement der mittelfristigen Entwicklung

Das Schlüsselement dafür, wie schnell die Markteinführung von Elektrofahrzeugen gelingen wird, ist die Entwicklung geeigneter Hochleistungs-/Hochenergiebatterien. Im Moment werden für den Einsatz in Elektrofahrzeugen langfristig Lithium-Ionen-Batterien favorisiert, da sie das Speichersystem mit der höchsten Energiedichte darstellen (s. Abb. 2). Aber auch bei diesem Batterietyp stellen die notwendigen Weiterentwicklungen noch eine große Herausforderung dar. Dies betrifft vor allem die benötigte elektrische Speicherkapazität (6-10 kWh für Plug-in Hybrids und >20 kWh für Batteriefahrzeuge), die Energiedichte (>500-1000 Wh/kg¹¹), die Lebensdauer (~10 Jahre, entsprechend ~5000 Zyklen mit 100% Lade-/Entladehub), die anspruchsvollen Betriebsbedingungen und – last not least – die Kosten (<200-500 Euro/kWh) [7, 16]. Bei allen diesen Eigenschaften fehlen noch Faktoren 2 bis 5 auf die gewünschten Zielwerte. Im Folgenden wird auf diese Punkte näher eingegangen.

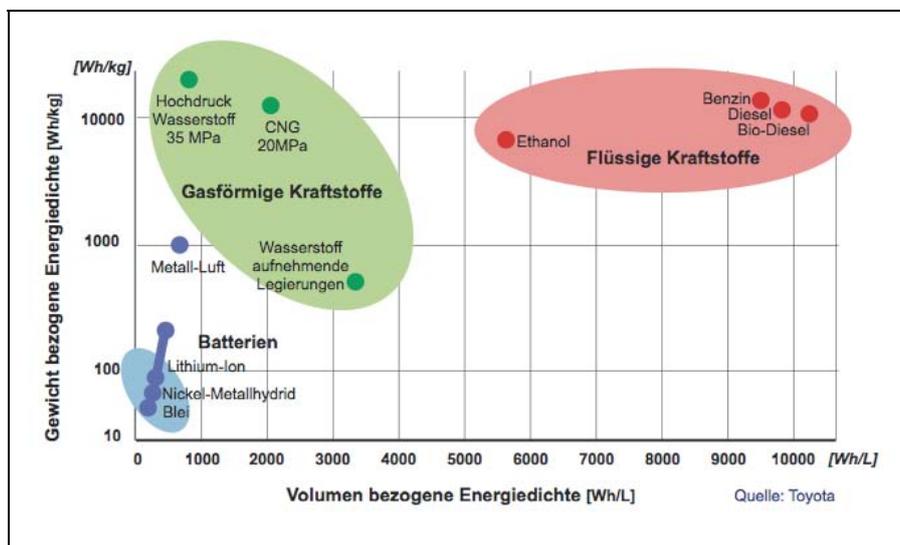


Abb. 2: Herausforderung an die Energiedichte zukünftiger Batterien (nach [7])

Energiedichte, Speicherkapazität, Reichweite:

Die aufs Gewicht bezogene Energiedichte von Li-Ionen-Batterien beträgt heute 130-150 Wh/kg (s. Kap. III.2.5) und kann in den nächsten zehn Jahren 200-220 Wh/kg erreichen¹². Nimmt man als Stand der Technik eine Energiedichte von 150 Wh/kg an, so beträgt für einen Mittelklassewagen der Golf-Klasse (typischer Verbrauch ca. 20 kWh/100km) und eine Reichweite von 100 km das Gewicht der Zellen allein ca. 200 kg und das Gewicht des gesamten Batteriesystems (Nutzung von 80% der Batterie-Nennenergie, Alterung der Batterie um 20%, Halterung) ca. 330 kg [19]. Die spezifischen Energiedichten heutiger Li-Ionen Batterien sind also für attraktive Reichweiten (>300km) noch viel zu gering¹³ und müssen noch wesentlich

¹¹ Toyota hat sich als Langfristziel 700 Wh/kg gesetzt, da dann, insbesondere in Bezug auf Reichweite, die Vergleichbarkeit mit heutigen Kraftstoffen gegeben ist (Quelle [16]).

¹² Zum Vergleich: Ein Bleiakku hat eine spezifische Energiedichte von ca. 40 Wh/kg, eine Nickel-Metallhydrid Batterie, wie sie derzeit in Hybridfahrzeugen verwendet wird, von ca. 80 Wh/kg (s. Kap.III.2.5).

¹³ In 90% aller Fälle stellt die heute verfügbare Batteriekapazität allerdings keine tatsächliche Einschränkung dar, da die durchschnittliche tägliche Fahrstrecke eines Pkw bei nur 30 km liegt [18].

erhöht werden. Für solche Reichweiten kommen eher ganz neuartige Batterietypen in Frage, wie z. B. aufladbare Metall-Luft-Batterien, die im Extremfall Energiedichten von bis zu 1.000 Wh/kg ermöglichen könnten (s. Kap. III.2.5). Bei so hohen Energiedichten bekommt allerdings das Sicherheitsproblem (s. auch weiter unten), das schon jetzt nicht ganz zu vernachlässigen ist, eine ganz andere Dimension.

Neben einer hohen Energiedichte ist aber auch eine hohe *Leistungsdichte* gefordert, die eine schnelle Leistungsabgabe (z.B. bei einem Beschleunigungsvorgang) und eine schnelle Speicherung von Energie (z.B. für die Rekuperation von Bremsenergie) erlaubt. Hier könnten Hochleistungs-Doppelschicht-Kondensatoren (s. Kap. III.2.4) die Lösung der Zukunft sein. Dazu müssen aber noch ihre Energiedichte und Lebensdauer gesteigert und ihre Herstellungskosten gesenkt werden.

Zyklenfestigkeit/Lebensdauer:

Eine andere wichtige Eigenschaft von Batterien ist ihre Zyklenfestigkeit, die für die Lebensdauer und damit die Gesamtfahrleistung der Batterien entscheidend ist. Sie hängt stark von der Entladetiefe ab. Aufgrund der hohen Batteriekosten wird angestrebt, dass die Lebensdauer der Batterie der des Fahrzeugs entspricht. Die Fahrzeuge sind heute auf eine Lebensdauer von 8-10 Jahren, entsprechend einer Laufleistung von 250.000-300.000 Kilometern bzw. 5.000 Betriebsstunden, ausgelegt. Dies bedeutet, dass die Batterien etwa 5.000 Lade- /Entladezyklen ohne wesentliche Parametereinbußen aushalten müssen. Die Zyklenfestigkeit nimmt in ähnlicher Weise zu wie die Energiedichte: Von Blei (500 Zyklen) über Nickel-Metallhydrid (800 Zyklen) hin zu Standard Li-Ionen (1500 Zyklen) und Premium Li-Ionen (2500 Zyklen) Batterien [20].

Sicherheit:

Lithium ermöglicht Batterien mit sehr hoher Energiedichte, ist aber auch sehr reaktiv. Die Sicherheit der Li-Ionen-Batterien muss deshalb noch weiterentwickelt werden, wofür Materialentwicklung und Zelldesign die besten Ansatzpunkte bieten.

Batteriekosten:

Die größte Hürde für eine breite Markteinführung der Elektrofahrzeuge sind jedoch die Batteriekosten (s. Abb. 3).

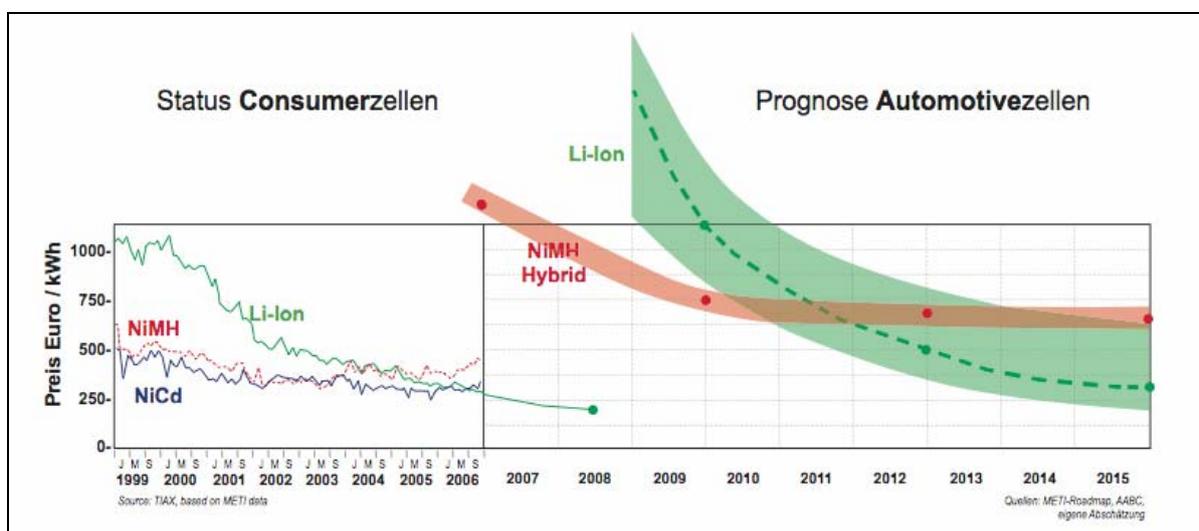


Abb. 3: Kosten von neuen Batteriezellen (nach [19])

Sie betragen heute noch 1000-1200 €/kWh, während das von der internationalen Fachwelt formulierte Kostenziel bei 200-500 €/kWh, langfristig eher bei 200 €/kWh [16] liegt. Kleine Li-Ionen „Consumer“-Zellen (z. B. für Laptops), die heute in Massenfertigung hergestellt werden, kosten zwar nur noch etwa 200 €/kWh, aber die Herstellung von „Automotive“-Zellen, wie sie für Elektrofahrzeuge benötigt werden, befindet sich noch im Versuchsaufbau (erste Serienfertigung etwa 2009/10, Massenfertigung nach 2015) [19]. Für diese Zellen werden für Ende 2009/10 Kosten von etwa 1.200 €/kWh prognostiziert, die Ende 2012/13 auf 550 €/kWh und mit Beginn der Massenfertigung Ende 2015 auf 350 €/kWh absinken könnten [19].

Verfügbarkeit von Batteriesystemen und den dafür benötigten Ausgangsmaterialien:

Den derzeitigen Stand der Verfügbarkeit von Batteriesystemen für Fahrzeugantriebe kann man folgendermaßen zusammenfassen [16, 19]:

- Hochleistungsbatterien für Hybridfahrzeuge: NiMH-Batterien sind bereits Stand der Technik (aber praktisch nur zwei Anbieter in Japan), Li-Ionen Batterien stehen dagegen erst kurz vor bzw. am Anfang der Industrialisierung.
- Hochenergiebatterien für Elektrofahrzeuge (Plug-in Hybride und reine EF): Derzeit ist noch kein serienreifes Produkt verfügbar. Forschungs- und Vorentwicklungsaktivitäten laufen weltweit, der Schwerpunkt liegt bei den Li-Ionen Batterien (dort wird es 2010 an mehreren Stellen Markteinführungen geben).

Insgesamt sind also noch in großem Umfang Forschungs- und Entwicklungsarbeiten notwendig, die ihrerseits auf einer qualitativ hoch stehenden Grundlagenforschung aufbauen müssen (siehe z.B. [21,22]). Letzteres ist insbesondere wichtig, um für die Massenherstellung von z.B. Li-Ionen Batterien längerfristig Lösungen zu finden, die bezüglich der benötigten Materialien, der Herstellungsmethoden („eco-efficient processes“) und der Entsorgungsmöglichkeiten unseren Nachhaltigkeitsansprüchen entsprechen. Ein Beispiel für eine solche Lösung ist die Synthese organischer Elektroden aus natürlichen organischen Quellen mittels „grüner Chemie“ [23].

In diesem Zusammenhang ist auch die weltweite Verfügbarkeit von Lithium als Ausgangsmaterial für die Herstellung von Li-Ionen Batterien anzusprechen. Wie in Fußnote 3 des Kapitels *Fusionskraftwerke* (Lithium stellt einen der beiden Rohbrennstoff dar) ausgeführt, wird Lithium auch langfristig keine Begrenzung für den Einsatz von Elektrofahrzeugen darstellen.

3.4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Prinzip erlaubt der Übergang zur Elektromobilität im Öffentlichen- und Individual-Verkehr den Ersatz der „Ressource Öl“ durch die „Ressource Strom“, die im Idealfall aus CO₂-armen Quellen gespeist wird, aber auf jeden Fall das ganze Spektrum von Energiesystemen nutzen kann. Die Idee ist bestechend – sie schlägt zwei Fliegen mit einer Klappe: Erstens, „weg vom Öl“ – wünschenswert wegen seiner Endlichkeit, den steigenden Ölpreisen und der unklaren Versorgungssicherheit, und zweitens, *Unterdrückung* der mit dem Verbrennungsmotor verbundenen *Kohlendioxid- und Schadstoff-Emissionen*.

Entsprechend hat die Vision von Elektrofahrzeugen, die mit CO₂-freiem Strom aus erneuerbaren Energiequellen betrieben werden und gleichzeitig so in ein „intelligentes“ Netz eingebunden sind, dass sie zur Speicherung und Regelung dieser fluktuierenden Energiequellen genutzt werden können, die moderne Welt in ihren Bann geschlagen. Die Politik hat auf nationaler und internationaler Ebene begonnen, die Voraus-

setzungen (Gesetze, finanzielle Anreize u. a.) für diese Strategie zu schaffen und die Industrie bemüht sich weltweit, den hochgespannten Erwartungen gerecht zu werden.

Die technischen Grundlagen für das Elektrofahrzeug sind im Prinzip vorhanden, konkret fehlen aber bei allen wesentlichen Komponenten (insbesondere den zukünftigen Batterien) noch Faktoren drei bis fünf auf die Zielwerte. Vor allem bei den Energiespeichern ist noch nicht sicher, ob der notwendige „Durchbruch“ überhaupt gelingen wird. Auch die bei den hohen technischen Anforderungen auftretenden Sicherheitsprobleme sind noch längst nicht alle zufrieden stellend gelöst.

Bis zur Marktdurchdringung mit rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen ist deshalb auch bei großen Anstrengungen noch ein weiter Weg (von mindestens 20 Jahren). Die Übergangszeit wird von einer wachsenden Zahl von Hybridfahrzeugen – später auch Plug-In-Hybridfahrzeugen – gekennzeichnet sein, mit denen Erfahrungen für das eigentliche Ziel, das batteriebetriebene Elektrofahrzeug, eingebunden in ein intelligentes Stromnetz, gesammelt werden können.

Diese Übergangszeit wird andererseits auch dringend für den Ausbau der erneuerbaren Energiesysteme und die Entwicklung eines intelligenten Stromnetzes („Vehicle-to-Grid“ Technologie) benötigt, die beide für einen sinnvollen Einsatz von Elektrofahrzeugen unabdingbar sind. Die Elektromobilität wird deshalb in den nächsten Jahren in Deutschland und anderen technisch entwickelten Ländern zunächst überwiegend auf der Schiene zunehmen (geeignete Rahmenbedingungen vorausgesetzt).

Bei aller Euphorie für das Elektroauto darf nicht übersehen werden, dass auch beim „konventionellen“ Benzin- und Dieselfahrzeug noch ein beträchtliches Entwicklungspotenzial zur Energieeinsparung und CO₂-Reduktion vorhanden ist (Schätzungen gehen von 20-30% in den nächsten Jahren aus) und von den internationalen Automobilfirmen auf breiter Basis und mit beträchtlichem Erfolg vorangetrieben wird: Hier sind der Übergang zu kleineren und vor allem leichteren Fahrzeugen, die zum Teil revolutionären Entwicklungen bei Motor und Getriebe und vieles andere zu nennen. Diese Entwicklung wird und muss auch weiterhin parallel zur Einführung des Elektroautos erfolgen und kann zum großen Teil später auch für dieses genutzt werden.

Außerdem ist anzumerken, dass viele große Autokonzerne (z.B. Toyota [24]) davon ausgehen, dass sich für den Fernverkehr (>300-400km) eher der Brennstoffzellen-getriebene Elektromotor durchsetzen wird (vgl. dazu z.B. [25]) – aber auch hier sind die Kosten noch viel zu hoch und es müsste erst ein flächendeckendes Wasserstofftankstellennetz aufgebaut werden.

Der Übergang zu einer nachhaltigen Mobilität bedarf aber nicht nur technischer Entwicklungen, sondern muss auch „in den Köpfen“ erfolgen. Parallel zum technischen Fortschritt muss also ein Umdenken aller Beteiligten hinsichtlich ihrer lieb gewonnenen Gewohnheiten im und Ansprüche an den Verkehr stattfinden: Individuelles Fahrverhalten, ‚Car Sharing‘, Stadtverkehr mit Elektrofahrrad¹⁴ und Elektroroller, bessere Nutzung der Öffentlichen Verkehrsmittel und vieles andere. Nur so kann – auch ohne Strukturbruch – der Übergang zu klimaverträglichem Transport und Verkehr im notwendigen Umfang und auf der notwendigen Zeitskala erfolgen.

Anmerkungen und Literatur:

[1] Nicholas Stern, *The Global Deal – Climate Change and the Creation of a New Era of Progress and Prosperity*, PublicAffairs, New York, 2009, p. 45

¹⁴ In China einige Millionen Stück; Reichweite 40-70 km

- [2] BVZ, DLR, ISL, *Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr. Mittelfristprognose Winter 2008/2009*, Februar 2009; und Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung Nr.135 vom 06.04.2009
- [3] Julia King, Aston University, UK, *Ultra-Low Emission Vehicles: Energy-environment friendly by 2050?*, Conference *Energy 2050*, Stockholm, Sweden, 19./20.10.2009
- [4] Nicholas Stern, wie Ref. [1], p.42 und *World Energy Outlook 2008*, Paris 2008
- [5] International Energy Agency (IEA), Studie *CO₂ emissions from fuel combustion*, 2005
- [6] Die Bundesregierung: *Fortschrittsbericht 2008 zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie*
http://www.bundesregierung.de/nn_774/Content/DE/Publikation/Bestellservice/2008-11-17-fortschrittsbericht-2008.html
- [7] Werner Tillmetz, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) Baden-Württemberg, Vortrag *Batterien und Brennstoffzellen für die Elektromobilität*, Frühjahrstagung Arbeitskreis Energie der DPG, Bad Honnef, 24.04.2009
- [8] Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, August 2009,
<http://www.elektromobilitaet2008.de/>
- [9] www.toyota-prius.de
- [10] Masatami Takimoto, Toyota Motor Corporation, *Toyota's Initiatives for Realizing Sustainable Mobility*, Presentation, June 11, 2008
- [11] *CO₂-Ausstoß im Verkehrsmittelvergleich*, Deutsche Bahn AG, Institut für Energie- u. Umweltforschung (ifeu) und Öko-Institut
- [12] Hans-Jochen Luhmann, Wuppertal Institut, *100% Bahnstrom aus Erneuerbaren Energien in 2020! - Neue Option zur Abmilderung des Drucks auf das Biokraftstoffpotenzial*, GRV-Nachrichten Folge 85 (Dezember 2009), S.18
- [13] Peter Westenberger, Deutsche Bahn AG, *Wie klimafreundlich sind Bahn und Bus? Können Sie noch besser werden?*, Vortrag bei: Bundesweiter Umwelt- und Verkehrskongress (BUVKO), Dresden, 22. März 2009
- [14] Bernhard Wewers, Bundesarbeitsgemeinschaft Schienenpersonennahverkehr (BAG-SPNV), *In Berlin alles beim Alten?*, Eisenbahn-Kurier 12-2009, S.3
- [15] Ulrich Wagner, TU München, *Effizienzsteigerung durch Stromanwendung, Fachtagung Stromversorgung des 21. Jahrhunderts*, München, 29./30.04.2009
- [16] Florian Finsterwalder, Leiter Alternative Antriebe – Produktionsplanung, Technologie und Konzepte, Daimler AG, Stuttgart, private Mitteilung
- [17] Jörg Krug, E.ON Energie AG, München, *Elektromobilität und Energiewirtschaft – Zukunftsperspektiven für Energieversorger*, wie Ref.[15]
- [18] M. Pehnt und U. Höpfner, Institut für Energie- u. Umweltforschung (ifeu), Heidelberg, und F. Merten, Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie (WIP), Wuppertal, *Elektromobilität und erneuerbare Energien*, November 2007
- [19] Hanno Jelden, Volkswagen, *Energiespeicher für Elektrotraktion – Herausforderungen für Volkswagen*, Nationale Strategiekonferenz Elektromobilität, Berlin, 25./26.11.2008
- [20] Alfred Oberholz, Evonik Industries, *Elektromobilität mit Li-Ionen Batterien aus Deutschland*, wie Ref. [19]
- [21] Joachim Maier, MPI für Festkörperforschung, Stuttgart, *Neue Wege der Batterieforschung*, in *Die Zukunft der Energie*, herausgegeben von P. Gruss und F. Schüth, Verlag C. H. Beck, München 2008, S. 282-294
- [22] Jean-Marie Tarascon and M. Armand, *Issues and challenges facing rechargeable lithium batteries*, Nature **414**, 359-367
- [23] Jean-Marie Tarascon, Université de Picardie Jules Verne, *Batteries for Transportation Now and in the Future*, wie Ref. [3]
- [24] FAZ vom 24.11.2009: *Die Zukunft kommt – aber wie? – Toyota und seine Pläne für die nächsten 15 bis 20 Jahre*
- [25] Detlef Stolten, Institut für Energieforschung – Brennstoffzellen (IEF-3), FZ Jülich, *Brennstoffzellen für mobile Anwendungen*, 74. Jahrestagung der DPG, Bonn, 16. März 2010
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010-AKE_Bonn/Vortraege/DPG2010_AKE4.1_Stolten_Brennstoffzellen.pdf

Teil II: Bereitstellung von elektrischer Energie

II.1 Thermische Kraftwerke auf fossiler Basis

1.1 Die Rolle der fossilen Kraftwerke weltweit und in Europa/ Deutschland

1.1–a Derzeitiger Stand

Fossile Energieträger bilden weltweit das Rückgrat der Energieversorgung (Primärenergie 82%, Stromerzeugung 69%, siehe Tab. 1) und das wird auch für die nächsten Jahrzehnte so bleiben (s. Abb. 1). Gleichzeitig ist die Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas aber auch der Hauptverursacher der klimaschädlichen CO₂-Emissionen. Maßnahmen zur Verringerung dieser Emissionen, wie die Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade (Abschnitt 1.2) und die Abscheidung und Speicherung des Kohlendioxids (Abschnitt 1.3) haben deshalb allerhöchste Priorität.

Brutto-Stromerzeugung [%]			
	Welt	EU-27	D
Kohle	42	31	46,6
Erdöl	6	3	1,5
Erdgas	21	22	11,9
Kernenergie	14	28	22,0
Erneuerbare Energien	18	15	14,2
Ges. Stromverbrauch [TWh]	19.760	3.330	638

Tab. 1: Beitrag der Primärenergieträger zur Brutto-Stromerzeugung weltweit, in der EU-27 und in Deutschland im Jahr 2007 [1]

Während bei der Primärenergie heute das Erdöl die wichtigste Rolle spielt, wird bei der Stromerzeugung überwiegend Kohle eingesetzt (Welt: 42%) und in zweiter Linie Erdgas (Welt: 21%; siehe Tab. 1). Die Kohle bietet wegen der weltweit gleichmäßigen Verteilung ihrer Vorkommen eine hohe Versorgungssicherheit und hat eine beruhigende Reichweite ihrer Reserven und vor allem ihrer Ressourcen¹, ist aber mit der höchsten CO₂-Emission pro Kilowattstunde Strom verbunden. Neben den fossilen Energieträgern basiert die Stromversorgung in Europa und in Deutschland im Wesentlichen auf Kernenergie, weltweit halten sich die Beiträge von Kernenergie und Erneuerbaren Energien (derzeit zum größten Teil Wasserkraft) etwa die Waage.

Besonders gravierend ist für Deutschland und die EU außerdem die Tatsache, dass die fossilen Energieträger großenteils importiert werden müssen (im Jahr 2006: D: 62%, EU-27: 55%), und dass diese Abhängigkeit im Moment noch weiter zunimmt².

1.1–b Zukünftiger Bedarf

Alle Zukunftsszenarien der IEA [1] zeigen, dass der weltweite Energiebedarf in den nächsten Jahrzehnten weiter steigt und dass die dominierende Rolle der fossilen Brennstoffe noch lange anhalten wird. Ähnliches

¹ Die statische Reichweite, definiert als Verhältnis von Reserven zu gegenwärtiger Förderung, beträgt etwa 130 Jahre für Steinkohle und 270 Jahre für Braunkohle, die entsprechenden Zeiten für die Ressourcen betragen einige tausend Jahre [2,3].

² So betrug in der EU z.B. bei Erdöl die Importquote im Jahr 2007 60% und es wird erwartet, dass sie bis 2030 auf 83% ansteigt [1].

gilt für den Stromverbrauch, der wegen der fast täglich wachsenden Zahl neuer Elektrizitätsanwendungen (siehe Teil I dieser Studie) und des Bedürfnisses nach Elektrifizierung in den Entwicklungsländern sogar noch schneller ansteigen wird. Wie in Abb. 1 dargestellt, wird bis zum Jahr 2030 für die EU bzw. weltweit mit einem Zuwachs der Stromerzeugung um 25 bzw. 75% (gegenüber 2007 bzw. 2006) gerechnet. Auch hier bleiben Kohle und Erdgas mit zusammen 55 bzw. 65% die bei weitem wichtigsten Primärenergie-träger.

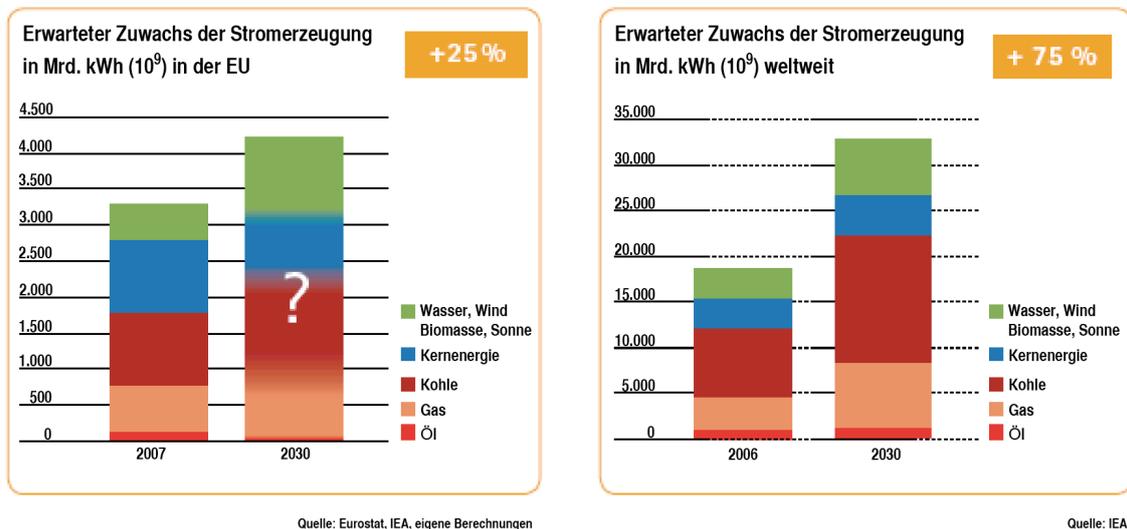


Abb. 1: Anstieg des Primärenergieverbrauchs in der Stromerzeugung³ in der EU und weltweit bis 2030 [2]

Aus dem Vergleich des prognostizierten Strombedarfs mit dem bestehenden Kraftwerkspark und seiner Altersstruktur⁴ ergibt sich der Kraftwerkszubaubedarf für die kommenden Jahrzehnte.

In Deutschland hängt der Kraftwerksneubaubedarf stark davon ab, ob der im Jahr 2002 politisch beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie weiter bestehen bleibt. In diesem Fall kommen in den nächsten 10-15 Jahren zusätzlich zum altersbedingten Wegfall fossiler Kraftwerke (ca. 20.000 MW) weitere ca. 20.000 MW Neubaubedarf als Folge des Abschaltens der Kernkraftwerke hinzu. Für diesen Fall sieht die Deutsche Energie-Agentur (dena) für das Jahr 2020 zwischen Jahreshöchstlast und gesicherter Kraftwerksleistung einen Fehlbetrag von 11.700 MW (bei mit 0,5% pro Jahr sinkendem Strombedarf) bzw. 15.800 MW (bei konstanter Stromnachfrage)⁵ [4]. Mit Hilfe einer längeren Nutzung der Kernenergie könnte diese Differenz je nach Szenario um 10 bis 15 Jahre verzögert bzw. ganz ausgeglichen werden. Stellungnahmen des Umweltbundesamtes [5] und des Wuppertal Instituts [6] widersprechen diesem Befund, wobei sie ihrer Analyse eine merkliche Reduzierung des Stromverbrauchs (8% bis 2020) und optimistischere Szenarien für Effizienzsteigerung und den Ausbau Erneuerbarer Energien zu Grunde legen.

Eine entsprechende Analyse für die Stromversorgung in der EU ergibt bis zum Jahr 2020 einen Kraftwerkszubaubedarf von ca. 300.000 MW (als Summe aus alterungsbedingtem Ersatzbedarf und Zusatzbedarf bei angenommenem Anstieg des Strombedarfs um 0,5% pro Jahr) [2]. Bis zum Jahr 2030 sieht die WEO einen Zubaubedarf von ca. 670.000 MW („Reference Case“ in [1]).

³ Umrechnung Strommengen in Kraftwerksleistung: Um eine Strommenge von 1.000 TWh zu erzeugen, wird eine installierte Kraftwerksleistung von 114.000 MW benötigt (bei idealer Verfügbarkeit der Kraftwerke von 100%, sonst entsprechend mehr).

⁴ Die durchschnittliche Nutzungsdauer fossiler Kraftwerke beträgt in Deutschland ca. 40 Jahre für GuD- und 45 Jahre für Kohlekraftwerke.

⁵ Eine kürzliche Aktualisierung dieser dena-Studie [Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Berlin, Februar 2010] kommt für 2020 zu einem etwas geringeren Fehlbetrag: 10.600 MW bei sinkender und 14.200 MW bei konstanter Stromnachfrage.

Weltweit sagt die WEO für 2020 einen Kraftwerkszubaubedarf von ca. 3.000 GW und für 2030 von ca. 5.000 GW voraus (der Wert für 2030 ergibt sich praktisch unabhängig sowohl im „Reference Case“ als auch im „450ppm Case“).

Allen diesen Voraussagen liegen neben Annahmen über den zukünftigen Strombedarf immer auch solche über die Zusammensetzung der Kraftwerksparks zugrunde mit entsprechend unterschiedlichen Werten für die Verfügbarkeit und gesicherte Leistung der betrachteten Kraftwerkstypen (befeuert mit Kohle bzw. Gas, Kernenergie oder regenerativen Energiequellen).

Der große Bedarf an Kraftwerksneubauten bietet in den nächsten Jahren einerseits die Chance, einen Großteil der Altanlagen durch neue Kraftwerke mit modernster Technik zu ersetzen, andererseits birgt er die Gefahr, dass falsche Bauentscheidungen über viele Jahrzehnte Bestand haben und damit spätere strategische Änderungen hin zu einem anderen, wirtschaftlicheren oder umweltschonenderen Energiesystem erschweren.

Bei dem Bemühen, die CO₂-Emission fossil befeuerter Kraftwerke möglichst umfassend und kostengünstig zu senken⁶, werden, grob gesagt, zwei Wege verfolgt, die einen sehr unterschiedlichen Entwicklungsstand und damit Zeithorizont ihres großtechnischen Einsatzes aufweisen: Einmal die auf „konventioneller“ Technologie beruhende weitere Verbesserung des Wirkungsgrades der Kraftwerke sowie der Ersatz von Kohle durch Erdgas, zum anderen das Abscheiden des CO₂ bei der Verbrennung und seine anschließende langfristige Speicherung im Untergrund (Carbon Capture and Storage, CCS). Bei letzterem sind die benötigten Einzelprozesse zwar bekannt, ihr Zusammenspiel muss aber erst noch getestet und zu großtechnischer Reife entwickelt werden. Die CCS-Technologie wird deshalb frühestens in 10 bis 15 Jahren, vielleicht sogar erst nach 2030, in industriellem Maßstab einsetzbar sein⁷ – zusätzlich muss noch gewährleistet sein, dass die Endlagerung der erforderlichen Mengen CO₂ von der Bevölkerung akzeptiert wird.

1.2 CO₂-Reduktion mit konventionellen Technologien: Wirkungsgradverbesserung und Ersatz von Kohle durch Erdgas

1.2–a Verbesserung des Wirkungsgrades

Während das ursprüngliche Ziel der Bemühungen, den Wirkungsgrad zu verbessern, das Einsparen von Brennstoffkosten war, steht heute die Reduzierung der Kohlendioxid- und Schadstoff-Emissionen im Mittelpunkt der Bemühungen.

Abbildung 2 zeigt schematisch die Entwicklung des Wirkungsgrades und der mittleren CO₂-Emission von Steinkohlekraftwerken in den Jahren 2000 bis nach 2020: Der mittlere Wirkungsgrad der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke beträgt weltweit ca. 30% (in China/Russland nur 22%), in der EU und Deutschland ca. 38%. Neue Kraftwerke, die mit heute verfügbarer Technik gebaut werden, erreichen bereits einen Wirkungsgrad von 45%, der in einigen Jahren mit 700°C-Technik sogar auf über 50% gesteigert werden soll⁸.

⁶ Hierzu gibt es in Europa und Deutschland verschiedene staatlich geförderte Programme, z. B. das Programm COORETEC der Deutschen Bundesregierung und die Initiative der Europäischen Kommission zum Bau von CCS-Pilotanlagen [7].

⁷ In einer Analyse von McKinsey [8] geht der „Reference Case“ von einer „Early commercial phase“ kurz nach 2020 und einer „Mature commercial phase“ mit etwa 100 Projekten in der EU um das Jahr 2030 aus.

⁸ Diese Zielwerte für Kraftwerkswirkungsgrade gelten für die Anlagen im Neuzustand und bei Dauerbetrieb im Bestpunkt nahe der Vollast. In der Praxis sind Abschläge für Alterung, Sommerbetrieb, Teillast- und Lastfolgebetrieb u. a. zu machen. Bei den Berechnungen in Abschnitt 1.4 wird deshalb bei den benutzten Wirkungsgraden ein pauschaler Abschlag von 2 Prozentpunkten gemacht.

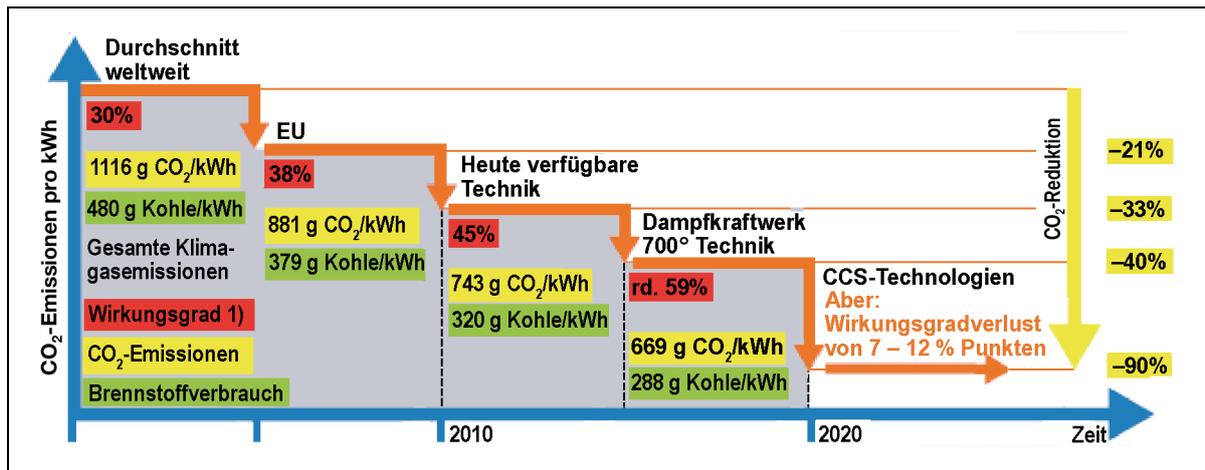


Abb. 2: CO₂-Reduzierung von Steinkohlekraftwerken durch Steigerung des Wirkungsgrades [2]

Die CO₂-Emissionen reduzieren sich entsprechend von derzeit ca. 1120 gCO₂/kWh (Welt) bzw. 880 gCO₂/kWh (EU, D) auf 740 gCO₂/kWh bei Neubauten mit heutiger Technik und in einigen Jahren auf 670 gCO₂/kWh (mit 700°C-Technik). Letzteres entspricht zwar einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 40% gegenüber dem derzeitigen globalen Durchschnittswert, ist aber längerfristig immer noch völlig inakzeptabel. Andererseits werden weitere Effizienzsteigerungen technologisch immer aufwendiger. Ein Durchbruch ist hier nur mit CCS-Technologie zu erzielen, allerdings auf Kosten eines beträchtlichen Wirkungsgradverlustes (7-12 Prozentpunkte), verbunden mit einer entsprechenden Erhöhung des Rohstoffverbrauchs, sowie mit erheblichen Zusatzkosten (s. Abschnitt 1.3–c).

Die eben erwähnten Weiterentwicklungen konzentrieren sich bei Kohle befeuerten Dampfkraftwerken auf (vgl. dazu [9], Kap.3.3):

- Werkstoffentwicklungen zur Beherrschung höherer Dampfzustände, und
- die weitere Optimierung einzelner Prozesse und Komponenten.

Mit den angestrebten Verbesserungen sollten bei Kohle befeuerten Dampfkraftwerken bis zum Jahr 2020 Wirkungsgrade von ca. 53%, bei Erdgas befeuerten GuD-Kraftwerken sogar um 62% erreichbar sein.

1.2–b Ersatz von Kohle durch Erdgas

Beim Ersatz von Braunkohle durch Erdgas kann die spezifische CO₂-Emission halbiert, beim Ersatz von Steinkohle kann sie immer noch um einen Faktor 1.7 reduziert werden. Es liegt deshalb nahe, Kohlekraftwerke durch Erdgas befeuerte GuD-Kraftwerke zu ersetzen, die außerdem hoch effizient (62%) sind und sich leicht regeln lassen (Möglichkeit des Lastmanagements).

Leider stehen diesen Vorteilen von Erdgas gewichtige Nachteile gegenüber, nämlich deutlich höhere Kosten⁹ sowie die Abhängigkeit von Importen aus politisch instabilen Regionen mit den damit verbundenen Versorgungsrisiken. Dies hat dazu geführt, dass der Erdgasanteil am fossil erzeugten Strom in Deutschland weniger rasch zugenommen hat als vielfach erwartet wurde und bisher weit hinter dem zurückbleibt, was von BMU [11]) und UBA [12] in ihren Szenarien der zukünftigen Energieversorgung angenommen und gefordert wird¹⁰.

⁹ Nach McKinsey [10] entstehen im Jahr 2020 bei Ersatz von Steinkohle durch Erdgas Vermeidungskosten von knapp 30 €/t CO₂ und bei Braunkohle von knapp 50 €/t CO₂.

¹⁰ Die „Leitstudie 2008“ [11] geht davon aus, dass der Erdgasanteil an der installierten Leistung fossiler Kraftwerke von 25% (20.4 GW) im Jahr 2005 auf 41% (25.6 GW) im Jahr 2020 gesteigert wird, was beim Zubau einen Erdgasanteil von 73% erfordern würde. In der Realität dagegen sind unter den geplanten fossilen Kraftwerken die Erdgas befeuerten (GUD-) Kraftwerke gegenüber den Braun- und Steinkohlekraftwerken in der Minderheit [13].

1.3 Zukünftige Entwicklung: CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS)

Bei keiner der diskutierten CO₂-Vermeidungsstrategien steht wirtschaftlich und politisch so viel auf dem Spiel wie bei dem Vorschlag, das bei der Verbrennung entstehende CO₂ im Kraftwerk abzuscheiden und anschließend langfristig im Untergrund zu speichern. Denn dieses Verfahren bietet, wenn erfolgreich, als einziges die Chance, die weltweit ausreichend und preisgünstig vorhandene Kohle weiter nutzen zu können ohne das Klima zu schädigen. Es überrascht deshalb nicht, dass sowohl die Energieversorgungsunternehmen als auch die Politik zu den starken Befürwortern dieser Technologie zählen. Auch das IPCC hat in seinem letzten Sachstandsbericht (2007) das CCS-Konzept in sein Portfolio vorgeschlagener Abschwächungsaktivitäten (Mitigation) zur Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen aufgenommen.

Seiner großen strategischen Bedeutung entsprechend sind in den letzten Jahren viele Stellungnahmen zur CCS-Technologie generell und zur Frage des weiteren Vorgehens in Deutschland entstanden [8,14-22], die in ihrer Bewertung zum Teil zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen kommen.

Für die Anwendung der CCS-Technologie kommen nur große (>0.1 Mt CO₂/Jahr), standort-gebundene CO₂-Punktquellen in Frage (das sind zu etwa 80% fossile Kraftwerke, der Rest Anlagen der Eisen- und Stahlindustrie, sowie Zement- und Chemiewerke oder Raffinerien). Diese Emittenten produzieren etwa 60% der weltweit durch fossile Brennstoffe erzeugten CO₂-Menge.

Das CCS-Verfahren besteht aus drei Prozessschritten: Abscheidung, Transport (mit Schiffen oder über eine Pipeline) und Speicherung. Die Abscheidung von CO₂ ist dabei der kostenträchtigste, die langzeitige Speicherung von CO₂ der bei weitem problematischste Teil, der das ganze Konzept gefährden könnte.

1.3-a CO₂-Abscheidung und -Kompression: Verfahren, Wirkungsgradverluste

Bei der Abscheidung des CO₂ haben sich drei Verfahren herauskristallisiert (siehe auch [9], Kap.9), deren wichtigste Prozesse schematisch in Abb. 3 dargestellt sind:

- (1) Abscheidung nach der Verbrennung – Chemisch (Post-Combustion)
- (2) Oxyfuel-Verfahren – Verbrennung mit O₂ (Pre-Combustion)
- (3) Abscheidung vor der Verbrennung – Vergasung (Pre-Combustion)

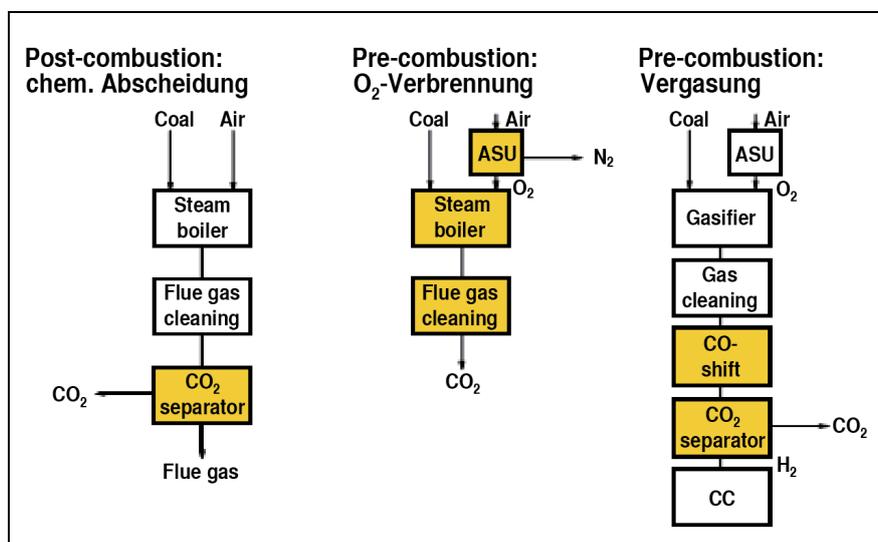


Abb. 3: Verfahren zur CO₂-Abscheidung (schematisch) [20]

(1) Beim *Post-Combustion-Verfahren* wird das CO₂ nach der Verbrennung der Kohle aus dem Rauchgas abgeschieden (meist chemische Absorption). Das Verfahren benutzt industriell erprobte Techniken, hat aber den Nachteil großer Volumenströme (führt zu großen Anlagen) und eines hohen Energieverbrauchs für die Regenerierung des Lösungsmittels. Deshalb Wirkungsgradverlust von 10 – 14 Prozentpunkten (davon ca. 3.5 Prozentpunkte für die Kompression des CO₂). Umgekehrt eignet es sich, da es nur geringfügig in den Kraftwerksprozess eingreift, am ehesten für eine Nachrüstung („Retrofit“).

(2) Beim *Oxyfuel-Verfahren* wird die Kohle nicht mit Luft, sondern mit reinem Sauerstoff verbrannt, was zu deutlich reduzierten Rauchgasmengen führt. Das Rauchgas besteht nach der Reinigung im Wesentlichen aus einem Kohlendioxid/Wasserdampf-Gemisch, aus dem der Wasserdampf anschließend auskondensiert werden kann. Da die Gewinnung von reinem Sauerstoff (durch Luftzerlegung) viel Energie benötigt, beträgt der Wirkungsgradverlust auch hier ca. 11.5 Prozentpunkte (davon wieder ca. 3.5 Prozentpunkte für die Kompression).

(3) Beim *Pre-Combustion-Verfahren* wird die Kohle zunächst in ein Synthesegas aus CO und H₂ umgewandelt, anschließend das CO mit Wasserdampf als Oxidationsmittel zu CO₂ und H₂ zerlegt (exotherme CO-Shift-Reaktion). Nach Abtrennung des CO₂ (chemische oder physikalische Absorption) kann das wasserstoffreiche Brenngas in einem Gas- und Dampf(GuD)-Prozess weitgehend emissionsfrei zur Stromerzeugung verwendet werden (Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)-Kraftwerk). Von Vorteil sind bei diesem Verfahren der hohe Gasdruck nach der CO-Shift (ermöglicht wirtschaftlichen Einsatz physikalischer Absorptionsmittel) und die geringen Volumenströme. Nachteilig wirkt sich die erhöhte Komplexität des Systems aus. Insgesamt zeichnet sich dieses Verfahren durch die niedrigsten Wirkungsgradeinbußen (insgesamt 8 – 10 Prozentpunkte, davon 3 für die Kompression) aus und erreicht mit einem Gesamtwirkungsgrad von 42% fast das Wirkungsgradniveau heutiger Kohlekraftwerke.

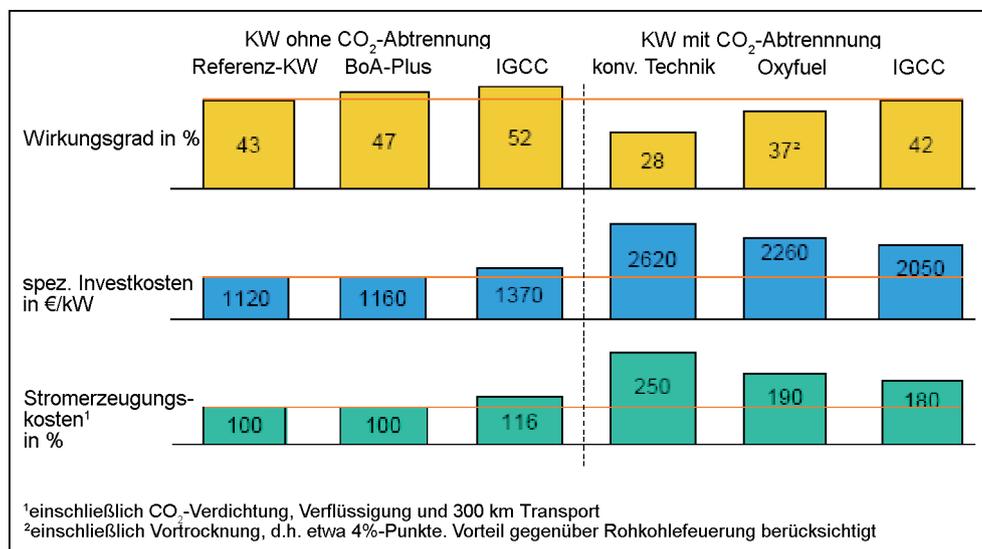


Abb. 4 : CO₂-Abscheidung:
Verfahrensvergleich hinsichtlich Wirkungsgrad, Investitionskosten und Stromerzeugungskosten [20]

Abbildung 4 fasst diese Ergebnisse in einem Vergleich der drei CO₂-Abscheidungsverfahren sowie von drei Kraftwerkstypen ohne CO₂-Abtrennung hinsichtlich ihres Wirkungsgrades, ihrer spezifischen Investitionskosten und ihrer Stromerzeugungskosten zusammen (der Kostenaspekt wird anschließend in Abschnitt 1.3-c nochmals behandelt). Beim Wirkungsgrad erkennt man die bereits erwähnte Überlegenheit der Gas befeuerten IGCC-Kraftwerke (52% ohne und 42% mit CO₂-Abtrennung) und den niedrigen Wert (28%) bei der auf konventioneller Technik beruhenden CO₂-Abtrennung nach dem Post-Combustion Verfahren. Auf

der Kostenseite sieht man, dass die CO₂-Abscheidung sowohl die Investitionskosten als auch die Stromgestehungskosten etwa verdoppelt.

Bei allen CCS-Verfahren muss also die Abscheidung und Kompression des CO₂ mit einem Wirkungsgradverlust, $\Delta\eta$, von 11 – 14 Prozentpunkten erkaufte werden. Das bedeutet aber auch, dass für die Erzeugung einer bestimmten Strommenge mit CO₂-Abscheidung (Wirkungsgrad $\eta - \Delta\eta$) mehr Kohle benötigt wird als ohne CO₂-Abscheidung (Wirkungsgrad η), und zwar im Verhältnis

$$\eta/(\eta - \Delta\eta).$$

Bei einem $\Delta\eta$ von z.B. 12 Prozentpunkten erhöht dies den Brennstoffverbrauch bei einem „alten“ Kraftwerk mit $\eta = 35$ Prozentpunkten um 52%, bei einem „modernen“ Kraftwerk mit $\eta = 46$ Prozentpunkten dagegen „nur“ um 35%.

Der Wirkungsgradverlust und der damit verbundene höhere Brennstoffverbrauch haben auch zur Folge, dass bei allen CCS-Verfahren die Netto-CO₂-Reduktion pro erzeugter Kilowattstunde Strom (net CO₂ reduction coefficient, ε') etwas geringer ausfällt als der CO₂-Abscheidefähigkeit des Verfahrens (capture efficiency, ε ; typische Werte im Bereich 0.85-0.95%) entspricht. Für die Netto-CO₂-Reduktion gilt

$$\varepsilon' = 1 - \eta (1-\varepsilon)/(\eta - \Delta\eta)$$

d.h. mit z.B. $\varepsilon = 0.9$ und, wie im letzten Beispiel, $\eta = 46\%$ und $\Delta\eta = 12\%$ erhält man $\varepsilon' = 0.865$, also einen um etwa 4% niedrigeren Wert als für ε . In diesem Beispiel sind also auch nach Einsatz von CCS noch $(1 - \varepsilon') = 13.5\%$ der ursprünglichen CO₂-Emission vorhanden.

Es ist also festzuhalten, dass fossile Kraftwerke auch durch den Einsatz von CCS-Technologie nicht absolut CO₂-frei werden. Bei heutigem Stand der Technik werden etwa 15% der ursprünglichen CO₂-Emissionen nicht abgeschieden: Bei Braun- bzw. Steinkohlekraftwerken z. B. verbleibt eine Restemission von ca. 124 bzw. 107 g CO₂ pro Kilowattstunde Strom [23].

Eines der Hauptziele bei der Weiterentwicklung der CCS-Verfahren ist es deshalb, die mit der CO₂-Abscheidung verbundenen Wirkungsgradverlust von heute 11-14 Prozentpunkten mittelfristig (etwa ab dem Jahr 2020) vielleicht auf 8-10 Prozentpunkte und langfristig (ab dem Jahr 2030) auf unter 8 Prozentpunkte zu senken [8,16,21].

1.3-b Langzeitige Speicherung von CO₂

Für die langzeitige Speicherung der anfallenden großen Mengen CO₂ gibt es grundsätzlich zwei Optionen: Die *Speicherung im Ozean* und die *Speicherung in geeigneten geologischen Reservoirs*. Im Ozean könnte das CO₂ entweder in gelöster Form (in Tiefen bis zu ca. 3.000m) oder unverdünnt in einem Gebiet begrenzter Ausdehnung am Meeresgrund (in Tiefen größer 3.000m ist das CO₂ schwerer als Wasser und sinkt auf den Meeresboden) gespeichert werden. Zumindest in Europa wird jedoch die Speicherung in den Ozeanen derzeit ausgeschlossen, da unsere Kenntnisse zur ozeanischen CO₂-Speicherung bisher ausschließlich auf Laborexperimenten und Computersimulationen basieren und außerdem wichtige Fragen, wie die Beeinflussung der Meeresfauna und -flora sowie der Zeiträume, über die eine gesicherte Speicherung erwartet werden kann, noch ungelöst sind.

Tabelle 2 fasst die Schätzungen bezüglich der geologischen CO₂-Speicherpotenziale zusammen [16] (s. auch [24]), wobei die großen Bandbreiten der Schätzungen die Unsicherheit bei der Bezifferung von gesi-

cherten Speicherpotenzialen widerspiegeln. Mit Ausnahme der Reichweite saliner Aquifere weltweit (von maximal knapp tausend Jahren) betragen die statischen Reichweiten¹¹ maximal etwa 100 Jahre. Aus diesem und anderen Gründen hat der Wissenschaftliche Beirat Globale Umwelt (WBGU) in seinem Gutachten von 2003 [14] das CCS-Konzept nur als Übergangstechnologie in seine Zukunftsszenarien mit aufgenommen.

Die Einlagerung von CO₂ in „dichten“ geologischen Formationen, z.B. in „ausgebeuteten Erdgas- oder Erdölfeldern“, entspricht dem Stand der Technik (sie werden z.B. als unterirdische Erdgaszwischenspeicher genutzt). Die entsprechenden Speicherpotenziale sind weltweit gesehen sehr hoch (s. Tab.2), in Deutschland aber relativ gering.

Lagerstätte	Global		Europa		Deutschland	
	Kapazität [Gt CO ₂]	Statische Reichweite [a]	Kapazität [Gt CO ₂]	Statische Reichweite [a]	Kapazität [Gt CO ₂]	Statische Reichweite [a]
Erschöpfte Gasfelder	690	65	31 – 163	21 – 110	3	8
Erschöpfte Ölfelder / CO ₂ EOR	120	11	4 – 65	3 – 44	0,1	< 1
Tiefe saline Aquifere	400 – 10.000	38 – 940	1 – 47	1 – 32	12 – 28	34 – 78
Nicht-erschließbare Kohleflöze / ECBM	40	4	0 – 10	0 – 7	0,4 – 1,7	< 2

Tab. 2: Kapazitäten für die CO₂-Speicherung weltweit, in Europa und in Deutschland [16].

Durch das Einpressen von CO₂ in teilweise ausgebeutete Erdöl- bzw. Erdgaslagerstätten kann die Förderergiebigkeit dieser Lagerstätten gesteigert werden (sog. *Enhanced Oil/Gas Recovery*), sodass für das CO₂ ein Produktpreis gezahlt werden kann.

Die größten geologischen Speicherpotenziale liegen in Deutschland und weltweit bei tief gelegenen, Salzwasser führenden Gesteinsschichten, den sog. *Aquifere*n. Auf Grund der geologischen Druck- und Temperaturverhältnisse in Mitteleuropa sowie der tiefenabhängigen Kosten für die Erschließung der Lagerstätten können dabei für die Einlagerung Tiefen von ca. 900 bis 1.000m genutzt werden. Die umfassendsten Erfahrungen mit der Speicherung von CO₂ in Aquifere n wurden bisher im Rahmen des sog. Sleipner-Projekts vor der Küste Norwegens gewonnen, wo das Energieunternehmen StatoilHydro seit 1996 jährlich rund eine Million Tonnen CO₂ einpresst [25].

Auch nicht genutzte *Kohleflöze* stehen im Prinzip zur Einlagerung von CO₂ zur Verfügung. Dabei wird allerdings Methan freigesetzt, das vorher in den Kohlestrukturen gebunden war, weswegen Bedenken gegen diese Art der CO₂-Lagerung bestehen [16].

Weiterhin kann Kohlendioxid in Form von Karbonaten mineralisch gebunden oder im Bereich chemischer Grundstoffe und Energieträger stofflich genutzt werden (CO₂-Recycling). Mit den derzeit bekannten industriellen Methoden können allerdings auf diese Weise nur sehr geringe CO₂-Mengen (Größenordnung ein Prozent) verwertet werden.

Neben der Möglichkeit, das bei der Verbrennung in fossilen Kraftwerken ständig neu entstehende CO₂ abzuscheiden und wegzusperren (CCS), werden seit einigen Jahren auch Verfahren diskutiert, die es

¹¹ Die statischen Reichweiten beziehen sich auf eine fiktive Einspeisung aller CO₂-Emissionen aus dem Kraftwerkssektor der jeweiligen Region in diese Art von Lagerstätten und stellen somit eine untere Grenze dar.

gestatten, das atmosphärische CO₂ aus den früheren Jahren der Industrialisierung zu binden („neue“ Kohlenstoffsenken; ausführlich behandelt in [26]). In diesem Zusammenhang ist vor allem die Karbonisierung von Biomasse (aus Abfällen oder von schnell wachsenden Pflanzen und Algen) zu erwähnen. Bei diesem Vorgang spielt die Methode der „Hydrothermalen Karbonisierung (HTC)“¹² eine entscheidende Rolle, deren Prozesse bereits 1913 von Friedrich Bergius erforscht [27] und in den letzten Jahren von Markus Antonietti und Mitarbeitern wieder aufgenommen und zu einem technisch attraktiven Verfahren entwickelt wurden [26, 28].

Ein anderes Verfahren, um CO₂ aus der Atmosphäre zu absorbieren (mittels eines festen Sorbents), wird in [29] beschrieben.

1.3-c CO₂-Vermeidungskosten

Die zusätzlichen Kosten für ein Kraftwerk mit CO₂-Abscheidung werden von den höheren Investitionskosten dominiert. Dazu kommen im Betrieb die Kosten, die mit den Wirkungsgradverlusten verbunden sind.

Detaillierte Modellrechnungen (z.B. in [16] und [20], vgl. auch Abb.4) zeigen, dass die CO₂-Abscheidung beim heutigen Stand der Technik bei Kohlekraftwerken fast zu einer Verdoppelung der Stromgestehungskosten, bei Erdgas-GuD-Kraftwerken zu einer Erhöhung um ca. 50% führt.

Das Ergebnis solcher Kostenvergleiche kann auch in CO₂-Vermeidungskosten für die verschiedenen Kraftwerkstypen ausgedrückt werden (siehe z.B. [8, 13, 15, 16, 18, 20]): Bei der optimistischen Annahme einer Markteinführung von CCS bereits um das Jahr 2020 herum sollten die CO₂-Vermeidungskosten bei den Kohlekraftwerken im Bereich von 35 bis knapp 50 €/tCO₂, bei den Erdgas-GuD-Kraftwerken bei 50 bis 65 €/tCO₂ liegen. Bis zum Jahr 2030 könnten sie dann auf Grund technischer Verbesserungen und Kostensenkungen auf unter 30 bis gut 40 €/tCO₂ bei Kohlekraftwerken und auf 45 bis 60 €/tCO₂ bei Erdgas-GuD-Kraftwerken sinken [16].

1.3-d „Window of opportunity“ für die Einführung von CCS – Öffentliche Diskussion und Gesetzgebung

Ein wesentliches Merkmal heutiger Großkraftwerke sowie der dazugehörigen Energieinfrastruktur (z.B. Gaspipelinennetz) sind relativ hohe Investitionskosten und lange Lebensdauern (in Industrieländern typischerweise etwa 40 Jahre). Größere Veränderungen in den Kraftwerksparks, wie der Zubau von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung, sind daher nur in bestimmten Zeitfenstern („window of opportunity“) möglich. Die entscheidende Frage ist deshalb, wann das nächste geeignete Zeitfenster sein wird und ob dann eines der vorgeschlagenen CO₂-Abscheideverfahren bereits für einen großtechnischen Einsatz (möglichst auch zu wettbewerbsfähigen Kosten) zur Verfügung stehen wird. Wichtig ist auch zu wissen, ob, und wenn ja, zu welchen Kosten Altanlagen nachgerüstet werden können.

Ein Überblick über die in den nächsten Jahrzehnten altersbedingt benötigte Ersatzleistung im deutschen bzw. europäischen Kraftwerkspark wurde in Abschnitt 1.1-b gegeben. In einer detaillierten Analyse kommen die Autoren von [16] zu dem Ergebnis, dass der Kraftwerkszubau in Deutschland um das Jahr 2020 herum sein nächste Maximum erreichen und danach langsam wieder abnehmen sollte (die Szenarien gehen vom beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie aus). Erst um das Jahr 2045 herum würde sich dann ein neuer signifikanter Reinvestitionszyklus ankündigen. Entsprechend wäre der schon sehr nahe Zeitraum um das

¹² Bei diesem Verfahren werden die Prozesse, die in der Natur über einen Zeitraum von 50.000 bis 50 Millionen Jahren zur Entstehung der Braunkohle geführt haben, auf die Zeitskala von einigen Stunden beschleunigt.

Jahr 2020 als das „window of opportunity“ für die großtechnische Einführung der CCS-Technologie zu sehen. Obwohl solche Zeitprognosen mit großen Unsicherheiten behaftet sind, spricht alles dafür, dass in Deutschland um das Jahr 2020 herum ein gewaltiger Neubauschub von Kraftwerken erfolgen muss (in den meisten Ländern Europas ist die Situation ähnlich). Es ist aber mehr oder weniger ausgeschlossen, dass die CCS-Technik bis dahin großtechnisch erprobt und einsatzbereit sein wird (s. Fußnote 7).

Der Widerspruch zwischen diesen beiden Zeitskalen könnte wesentlich entschärft werden, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energiesysteme wesentlich schneller ablaufen würde, was allerdings recht schwierig erscheint, wie an verschiedenen Stellen dieser Studie dargelegt. Auf Möglichkeiten und Probleme der Kernenergie, einer grundsätzlich CO₂-armen Alternative, wird in Kapitel II.2 ausführlich eingegangen.

Diese zeitlichen und strategischen Zwänge (Alles-oder-Nichts Situation) erklären auch, warum die einen Zweifel am technischen und wirtschaftlichen Erfolg der CCS-Technologie und ihrer Verfügbarkeit um das Jahr 2020 herum überhaupt nicht aufkommen lassen wollen, während andere grundsätzliche Zweifel am Erfolg – und manchmal sogar der Notwendigkeit – von CCS haben. Richtig ist auf jeden Fall, dass die große strategische Bedeutung dieser Technologie es nicht nur rechtfertigt sondern geradezu erzwingt, alle Anstrengungen zu unternehmen, um möglichst bald und umfassend Antworten auf die vielen noch offenen Fragen zu bekommen.

In Deutschland haben alle vier großen Energieversorger die Bedeutung der CCS-Technologie erkannt und treiben sie mit dem Bau entsprechender Pilotanlagen (Vorstufe und Voraussetzung für ein großtechnisches Demonstrationskraftwerk) voran. Vattenfall hat im September 2008 am Standort Schwarze Pumpe in der Lausitz/Brandenburg eine 30-Megawatt-CCS-Pilotanlage nach dem Oxyfuel-Verfahren in Betrieb genommen¹³. Die Speicherung des abgeschiedenen CO₂ soll in der Nähe von Ketzin/Brandenburg in einem salinen Aquifer erfolgen. E.ON und Siemens haben im Herbst 2009 am Kohlekraftwerk Staudinger in Großkrotzenburg/Hessen mit dem Betrieb einer Pilotanlage zur CO₂-Abscheidung begonnen. RWE hat Pläne für den Bau eines IGCC-CCS-Kohlekraftwerks mit Rauchgaswäsche in Hürth bei Köln, wobei das abgeschiedene CO₂ über eine 500 km lange Pipeline zu den vorgesehenen Speicherstätten in Schleswig-Holstein transportiert werden soll. In allen drei Fällen ist es jedoch zu starken Protesten der Bevölkerung gekommen, die unter anderem dazu geführt haben, dass ein im Jahre 2009 erarbeiteter Gesetzesentwurf der Bundesregierung zu Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ nicht zum vorgesehenen Zeitpunkt verabschiedet wurde.

Das Problem mit der CCS-Strategie ist also weniger die CO₂-Abscheidung, die sehr wahrscheinlich großtechnisch möglich sein wird – allerdings zu einem hohen Preis und wesentlich später als gewünscht, sondern die sichere CO₂-Speicherung im Untergrund über viele Jahrtausende¹⁴. Hier gibt es, wie die Reaktionen der Bevölkerung zeigen, ähnliche Ängste wie bei der Endlagerung der radioaktiven Abfälle aus den Kernreaktoren. Ein anderer Kritikpunkt betrifft die Tatsache, dass die knappen Speicherräume in Deutschland auch zur Nutzung von Tiefenerdwärme und für Erdgas-, Wasserstoff- oder Druckluftspeicher benötigt werden [22].

1.4 Abschätzung der bis 2030 erreichbaren Senkung der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung

Wir betrachten nun, wie sich der fossile Kraftwerkspark in Deutschland seit 1990 entwickelt hat und welche Prognosen sich daraus für das Jahr 2030 ergeben. Datenbasis für die vergangenen Jahre sind dabei die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) herausgegebenen Tabellen zur Bruttostromerzeugung [32] und zum Brennstoffeinsatz der verschiedenen fossilen Energieträger in der Stromerzeugung [33]. Für

¹³ Vattenfall plant außerdem für 2010 den Baubeginn einer Demonstrationsanlage, die zwischen 2013 und 2015 in Betrieb gehen soll [30].

¹⁴ Gesicherte Erkenntnisse, ob das CO₂ über lange Zeiträume ohne Leckagen eingeschlossen werden kann, liegen noch nicht vor. Positiv kann gewertet werden, dass seit 1996 im norwegischen Gasfeld Sleipner CO₂ eingelagert wird – bisher ohne Leckage [25]. Das UBA ist der Meinung [31], dass eine mögliche Leckrate von 0.1% grundsätzlich als unbedenklich einzustufen sei.

die bei der Verbrennung freigesetzten Mengen CO₂ werden für Steinkohle, Braunkohle, Erdgas und Erdöl die Werte 330, 400, 190 und 300 gCO₂/kWh Wärme verwendet¹⁵. Außerdem wird bei der Abschätzung der bis 2030 möglichen spezifischen CO₂-Reduktionen eine konstante Bruttostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen von 376 Mrd. kWh¹⁶ zu Grunde gelegt.

Tabelle 3 (Spalte 2 u. 3) und Abb. 5 zeigen, wie sich der Kraftwerkspark in den Jahren 1992¹⁷ bis 2008 entwickelt hat. Die durchschnittliche spezifische CO₂-Emission (pro kWh) aller fossil befeuerten Kraftwerke ist in diesem Zeitraum um 13,8% zurückgegangen. Dies ist neben einer Verbesserung des mittleren Kraftwerkswirkungsgrades¹⁸ von 38,1% auf 42,3% auf die Erhöhung des Erdgas-Stromanteils von 10% auf 23% zurückzuführen. Absolut gesehen hat die CO₂-Emission des fossilen Kraftwerksparks in diesem Zeitraum nur um 7% abgenommen, da sich die Stromproduktion gleichzeitig um 8% erhöht hat.

			Gasanteil verdoppelt (46%)		CCS-Technologie bei ¼ der KW	
	1992	2008	2030		2030	
			⁴ / ₅ normale KW	¹ / ₅ Gas-GuD	³ / ₄ normale KW	¹ / ₄ KW mit CCS
Steinkohle						
Wirkungsgrad, %	39,7	41,1	44		44	(36,7) ¹
Stromanteil, %	41,4	33,6	22,3		25,2	8,4
CO ₂ -Em.fakt., gCO ₂ /kWh	830	803	750		750	107
Braunkohle						
Wirkungsgrad, %	35,6	38,2	42		42	(37,5) ¹
Stromanteil, %	45,1	40,6	29,3		30,5	10,1
CO ₂ -Em.fakt., gCO ₂ /kWh	1124	1047	952		952	124
Erdgas						
Wirkungsgrad, %	42,7	55,4	49	58,5	56	(51) ¹
Stromanteil, %	9,6	23,4	23,4	22,6	17,6	5,8
CO ₂ -Em.fakt., gCO ₂ /kWh	445	343	388	325	388	67 ²
Mineralöl						
Wirkungsgrad, %	42,4	38,1	46		46	(39) ¹
Stromanteil, %	3,8	2,5	2,5		1,9	0,6
CO ₂ -Em.fakt., gCO ₂ /kWh	707	787	652		652	82 ²
Summe fossile Energieträger						
Stromanteil, %	100	100	77	23	75	25
Gewichteter CO ₂ -Em.fakt., gCO ₂ /kWh	920,6	793,9	553,3	+73,4	559,4	+26,0
			626,7		585,4	

¹Für Berechnungen nicht verwendet

²Aus verschiedenen Daten interpoliert

Tab. 3: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen des fossilen Kraftwerksparks von 1992 bis 2008 sowie Abschätzung möglicher Verbesserungen gegenüber dem Trend für 2030 durch höheren Gasanteil bzw. teilweisen Einsatz von CCS-Technologie. Eigene Berechnungen.

Eine Auswertung der Daten 1992 – 2008 (s. Abb. 5) ergibt eine Abnahme der spezifischen CO₂-Emissionen des fossilen Kraftwerksparks um 0,876% pro Jahr. Extrapoliert man diesen Wert bis zum Jahr 2030, so erhält man für das Jahr 2030 eine spezifische CO₂-Emission des fossilen Kraftwerksparks von 661 gCO₂/kWh (Trendwert), was einer Reduktion um 29% gegenüber den Werten von 1990 entspricht. Der Trendwert setzt

¹⁵ In Übereinstimmung mit der DPG-Studie2005 [9].

¹⁶ Dies entspricht dem Wert im Jahr 2003, der in der DPG-Studie2005 [9] benutzt und als bis 2020 konstant angenommen wurde. In den letzten Jahren (2004-08) schwankte er zwischen 370 und 383 Mrd. kWh, hat aber 2009 auf Grund des wirtschaftlichen Einbruchs auf 345 Mrd. kWh abgenommen.

¹⁷ Die Jahre 1990 und 1991 eignen sich nicht für einen Vergleich, da die durch die Wiedervereinigung bedingten Stilllegungen veralteter Braunkohlekraftwerke noch nicht abgeschlossen waren.

¹⁸ Hinsichtlich des Kraftwerkswirkungsgrads ist festzustellen, dass in den letzten Jahren der wachsende Beitrag Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung zu einem erhöhten Regelbedarf durch fossile Kraftwerke und damit zu einer Verschlechterung ihres Gesamtwirkungsgrads geführt hat.

voraus, dass sich der Kraftwerkspark weiter so entwickelt, wie er das seit 1992 getan hat, das heißt dass der Brennstoffmix, abgesehen von einer moderaten Erhöhung des Gasanteils, in seiner bisherigen Zusammensetzung erhalten bleibt, und dass sich die Wirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerkstypen weiter mit der bisherigen Steigerungsrate verbessern lassen.

Als nächstes untersuchen wir, inwieweit dieser Trendwert für das Jahr 2030 weiter verbessert werden könnte, wenn man entweder den Brennstoffmix noch stärker als es dem Trend entspricht zugunsten von Erdgas verändern (vgl. dazu Abschnitt 1.2-b) oder einen Teil der neu erbauten Kraftwerke mit CCS-Technologie ausstatten würde (vgl. Abschnitt 1.3).

Im ersten Fall verdoppeln wir für das Jahr 2030 den Stromanteil aus Erdgas von heute 23% auf dann 46% (eine sehr ambitionierte Annahme) und nehmen an, dass diese Erhöhung des Gasanteils zu gleichen Teilen auf Kosten des Stein- und Braunkohleeinsatzes geht (entspricht der heutigen Erfahrung) (Tab. 3, Spalte 4 u. 5). Wir nehmen weiter an, dass der zusätzliche Gasanteil in neuen, modernen GuD-Kraftwerken erzeugt wird, die im Zeitraum 2010 bis 2030 in Betrieb gehen und die ältesten Stein- und Braunkohlekraftwerke (mit Inbetriebnahme in den Jahren 1990 bis 2000) ersetzen. Wir haben dann zwei Gruppen von Erdgas-Kraftwerken: Eine „alte“ Hälfte (nämlich die Erdgaskraftwerke des Basisfalles), die im Mittel einen Wirkungsgrad von 49% (Mittelwert über den Inbetriebnahmezeitraum von 1990 bis 2030) hat, und eine „neue“ Hälfte aus zusätzlich errichteten GuD-Kraftwerken mit einem mittleren Wirkungsgrad von 58,5% (Mittelwert über den Inbetriebnahmezeitraum von 2010 bis 2030)^{19,20}. Für die übrigen Kraftwerke mit Steinkohle, Braunkohle und Erdöl nehmen wir mittlere Wirkungsgrade von 44, 42 und 46% an (Mittelwerte über den Inbetriebnahmezeitraum von 2000 bis 2030 bzw. bei den Erdöl-Kraftwerken von 1990 bis 2030, wobei letztere mit einem Strombeitrag von 2.5% insgesamt kaum ins Gewicht fallen).

Mit diesen Annahmen erhält man für das Jahr 2030 eine Reduzierung der spezifischen CO₂-Emission des fossilen Kraftwerksparks auf 627 gCO₂/kWh (verdoppelter Gaseinsatz), die um 5% unter dem Trendwert liegt.

Im zweiten Fall betrachten wir, wie stark man die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks im Jahr 2030 reduzieren könnte, wenn man annimmt, dass die CCS-Technologie ab dem Jahr 2020 in großtechnischem Maßstab zur Verfügung stünde und damit bis zum Jahr 2030 das ältere Viertel der jeweiligen Kraftwerke (der Brennstoffmix soll gegenüber dem Jahr 2008 unverändert bleiben) durch neue Kraftwerke mit CCS-Technologie ersetzt werden könnte²¹ (Tab. 3, Spalte 7). Für die entsprechenden CO₂-Emissionsfaktoren werden wieder die Werte aus [23] benutzt (und zwar Mittelwerte der Jahre 2020 und 2030). Für die restlichen Kraftwerke ohne CCS (Tab. 3, Spalte 6) werden die gleichen Wirkungsgrade wie in Tab. 3, Spalte 4 benutzt.

In diesem Fall würde die spezifische CO₂-Emission des fossilen Kraftwerksparks im Jahr 2030 nur noch 585 gCO₂/kWh (1/4 CCS-Technologie) betragen, 11,5% weniger als dem Trend entspricht. Je mehr Kraftwerke später mit CCS-Technologie ausgerüstet werden, desto weiter kann dieser Wert natürlich abgesenkt werden. Für den Fall, dass die Hälfte aller Kraftwerke CCS-Technologie besäße, könnte die spezifische CO₂-Emission des fossilen Kraftwerksparks auf 425 gCO₂/kWh (1/2 CCS-Technologie) gesenkt werden, was einer Reduktion um 55% gegenüber 1990 entspräche. Den echten Durchbruch erreicht man natürlich erst,

¹⁹ Bei diesen Überlegungen gehen wir von einer mittleren Lebensdauer der Kraftwerke von 40 Jahren aus und nehmen an, dass die „alten“ Kraftwerke nach 40 Jahren kontinuierlich durch „neue“ ersetzt werden.

²⁰ Für die Wirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerkstypen werden für die Jahre 2010 bis 2030 die Werte in [23] verwendet, korrigiert um den erwähnten Abschlag von zwei Prozentpunkten für nicht-optimalen Betrieb, für die Jahre 1990-2008 Werte, die sich aus den entsprechenden AGEB-Daten [32, 33] ergeben.

²¹ Wir betrachten hier der Einfachheit halber nur neue Kraftwerke mit CCS-Technologie. Im Prinzip können natürlich auch Kraftwerke nachgerüstet werden. Dies ist aber sehr teuer und setzt voraus, dass dafür der entsprechende Platz vorgesehen wurde. Von den derzeit knapp 30 geplanten oder im Bau befindlichen Kohlekraftwerken werden aber nur 11 als „capture ready“ angegeben [13].

wenn praktisch alle Kraftwerke mit CCS ausgerüstet sind. Dann würde der gesamte fossile Kraftwerkspark nur noch 107 gCO₂/kWh (volle CCS-Technologie) [23] emittieren, das sind 11% des Wertes von 1990.

Betrachtet man eine *Lebenszyklusanalyse* der CO₂-Emissionen verschiedener Kraftwerkstypen, wie sie z. B. vom Paul-Scherrer-Institut [34] durchgeführt wurde, so entspricht obiger CO₂-Emissionswert für Kohlekraftwerke mit CCS-Technik etwa dem für Photovoltaik, liegt aber einen Faktor 5 bis 10 über den Werten für Wind, Wasser und Kernenergie. Andererseits liegt er mehr als einen Faktor 6 unter dem Wert zukünftiger modernster Steinkohlekraftwerke (vgl. dazu Abb.2).

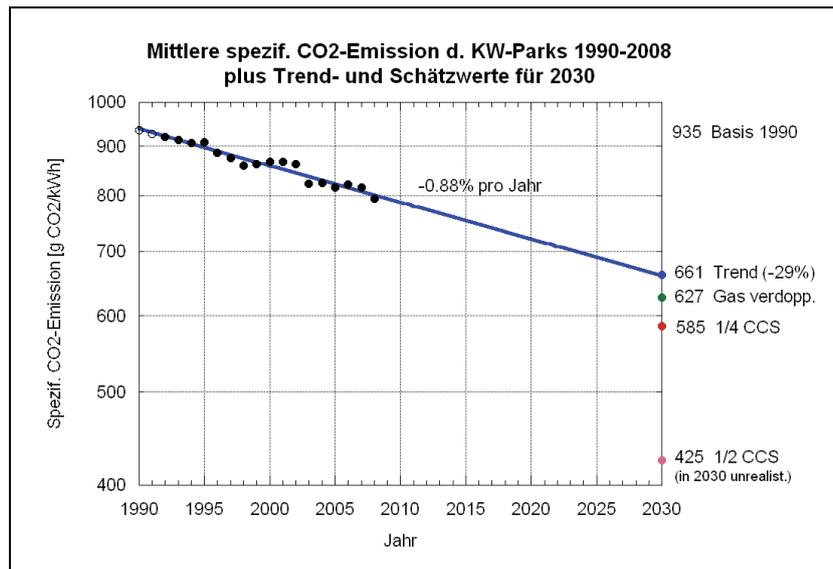


Abb. 5 : Entwicklung der spezifischen CO₂-Emission des fossil befeuerten deutschen Kraftwerksparks von 1990 bis 2008, sowie „Trendwert“ und zwei Abschätzungen für 2030 („Gaseinsatz verdoppelt“ u. „teilweiser Einsatz von CCS-Technologie“)

Diese Ergebnisse sind in Abb. 5 zusammengefasst. Man sieht, dass ohne CCS-Technologie die CO₂-Emission des fossilen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 nur etwa dem Trend entsprechend verbessert werden kann (rund -30% gegenüber 1990) – und auch das bedarf bereits sehr großer Anstrengungen. Erst wenn mindestens die Hälfte der Kohlekraftwerke mit CCS ausgerüstet sein wird – und das wird frühestens ab 2030 der Fall sein – erreichen die Reduktionen 50% und mehr. Da die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken mit etwa 35% den größten Anteil am Gesamtausstoß von Kohlendioxid darstellt (entsprechend verlaufen auch die zeitlichen Entwicklungen beider Größen über den Zeitraum 1990 – 2008 sehr ähnlich), gibt dieses Ergebnis auch einen Hinweis auf die Größenordnung realistischer Reduktionen für die gesamte CO₂-Emission in Deutschland.

1.5 Zusammenfassung und Ausblick

Kohle wird im Prinzip noch für viele Jahrzehnte der preiswerteste und am leichtesten zugängliche Primärenergieträger sein und deshalb weiter eine zentrale Rolle in der weltweiten Energieversorgung spielen. Die mit der fossilen Verbrennung verbundenen CO₂-Emissionen können in Deutschland (und ähnlich in anderen Industrieländern) bis 2030 durch Verbesserung der Kraftwerkswirkungsgrade vielleicht nochmals um 15%, durch eine wesentliche Ausweitung des Gasanteils um bis zu 25% reduziert werden. Die für die Mitte des Jahrhunderts geforderte Verringerung der gesamten CO₂-Emission um mindestens 80% kann jedoch nur mittels Verfahren zur Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (CCS) erreicht werden. Deshalb ist die

zeitnahe Entwicklung solcher Verfahren, einschließlich des Tests ihrer großtechnischen Tauglichkeit und wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit in Demonstrationsanlagen, von fundamentaler Bedeutung. Im Moment ist aber noch nicht abzusehen, ob diese Bemühungen erfolgreich sein werden. Parallel zur technischen Entwicklung muss die notwendige Gesetzgebung erlassen und die Bevölkerung in einer breit angelegten Aufklärungskampagne von den Vorteilen und Notwendigkeiten des CCS-Verfahrens überzeugt werden.

Schwierigkeiten können sich aus der Tatsache ergeben, dass die CCS-Technik voraussichtlich nicht vor dem Jahr 2030 in industriellem Maßstab zur Verfügung stehen wird, das „window of opportunity“ für den Bau neuer Kraftwerke aber bereits um das Jahr 2020 liegt. Eine Nachrüstung von konventionellen Kraftwerken, die dann zwischenzeitlich gebaut würden, ist nur begrenzt und mit relativ hohem Kostenaufwand möglich. In Deutschland könnte diese Situation wesentlich entspannt werden, wenn der Ausbau geeigneter erneuerbarer Energiesysteme noch stärker beschleunigt werden könnte. Ansonsten bleibt nur die Lösung der Laufzeitverlängerung existierender Kernkraftwerke.

Anmerkungen und Literatur:

- [1] International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2009, Paris 2009
- [2] Verband der Kraftwerksbetreiber (VGB PowerTech e.V.), Broschüre *Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2009/10*
- [3] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), *Energierohstoffe 2009: Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeiten*
- [4] Deutsche Energie-Agentur (dena), *Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick bis 2030)*, Berlin, März 2008
- [5] Umweltbundesamt (UBA), Berlin, März 2008
- [6] F. Matthes und H.-J. Ziesing, *Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung*, Berlin, April 2008
- [7] Europäische Kommission, *Supporting Early Demonstration of Sustainable Power Generation from Fossil Fuels*, COM(2008) 13 final, Brüssel, 2008
- [8] McKinsey&Company, *Carbon capture and storage: assessing the economics*, September 2008
- [9] Deutsche Physikalische Gesellschaft, Arbeitskreis Energie (AKE/DPG) *Studie, Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020*, September 2005
- [10] McKinsey&Company, Studie im Auftrag von „BDI Initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“, *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*, September 2007, S.34
- [11] J. Nitsch, *Ausbaustrategie Erneuerbare Energien*, Leitstudie 2008, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, Oktober 2008 und: *Leitszenario 2009*, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, August 2009
- [12] Umweltbundesamt (UBA), Climate Change 05/07: *Klimaschutz in Deutschland: 40%-Senkung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990*, Mai 2007
- [13] A. Löschel, *Die Zukunft der Kohle in der Stromerzeugung in Deutschland – Eine umweltökonomische Betrachtung der öffentlichen Diskussion*, Energiepolitik 1/2009, Arbeitskreis Energiepolitik (Friedrich-Ebert-Stiftung)
- [14] Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderung (WBGU), *Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit*, 2003
- [15] IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. WG III of IPCC, 2005
- [16] FZ Jülich, *Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung*, Abschlußbericht, April 2006
- [17] M. Fishedick, et al., *Strukturell-ökonomisch-ökologisch-ökonomischer Vergleich Regenerativer Energietechnologien mit Carbon Capture and Storage*, Wuppertal Inst. f. Klima, Umwelt, Energie, zus. mit DLR, ZSW und PIK, gefördert vom BMU, 2007
- [18] Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) und McKinsey, *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasen in Deutschland*, September 2007
- [19] GreenPeace, *Falsche Hoffnung: Warum CO₂-Abscheidung und -Lagerung das Klima nicht retten werden*, Mai 2008

- [20] H. Spliethoff, Technische Universität München, Vortrag *Moderne Kohlekraftwerke – Effizienzsteigerung und CO₂-Abscheidung* beim Arbeitskreis Energie (AKE) der DPG am 23.04.2009
- [21] P. Markewitz u. a., Institut für Energieforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE), FZ Jülich, Vortrag bei der Fachkonferenz *Energietechnologien 2050 – Kraftwerkstechnologien*, Berlin 26.05.2009
- [22] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), *Abscheidung, Transport u. Speicherung von Kohlendioxid – Der Gesetzentwurf der Bundesregierung*, April 2009
- [23] A. Voß, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Referenzdatensatz für Kraftwerke (Stand 31.07.2009), private Mitteilung
- [24] F. May et al., Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), *Assessing the European potenzial for geological storage of CO₂ – the GESTCO Project*, Proc. of GHGT 7, Vancouver, 2004
- [25] SpiegelOnline, 03.12.2006, *CO₂-Speicher im Meer – Teures Seegrab für den Klimakiller*, <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/0,1518,451308,00.html>
- [26] M. Antonietti und G. Gleixner, *Biomasse-Nutzung für globale Zyklen: Energieerzeugung oder Kohlenstoffspeicherung*, in *Die Zukunft der Energie*, herausgegeben von P. Gruss und F. Schüth, Verlag C. H. Beck, München 2008, S. 212-222
- [27] F. Bergius und H. Specht, *Die Anwendung hoher Drücke bei chemischen Vorgängen*, Halle 1913
- [28] M. M. Titirici, A. Thomas and M. Antonietti, *Back in the black: hydrothermal carbonization of plant material as an efficient chemical process to treat the CO₂ problem?*, *New Journal of Chemistry* **31**, 787-789 (2007)
- [29] K.S. Lackner, *Capture of carbon dioxide from ambient air*, in: *European Physics Journal (EPJ) Special Topics* **176**, 93-106 (2009)
- [30] T. Hatakka, Vorst. Vorsitzender Vattenfal Europa, *Der Tagesspiegel*, 14.9.09
- [31] Umweltbundesamt (UBA), *Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung*, Positionspapier des UBA, Berlin, 2006
- [32] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) 2009: *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2009 nach Energieträgern* (Stand: 18.12.2009)
- [33] wie Ref. [32]: *Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2008* (Stand: 29.09.2009)
- [34] Paul Scherrer Institut (PSI), *CO₂-Emissionen aus dem nuklearen Kreislauf*, PSI-Fachinfos zu Energiefragen, 06. 03. 2007

II.2 Kernkraftwerke

Die Nutzung der Kernenergie ist in Deutschland ein kontroverses Thema. Die im Jahre 2002 erfolgte Neufassung des Atomgesetzes mit dem Ziel einer geordneten Beendigung der Kernenergie-Nutzung hat die Kontroverse nicht beenden können, zumal in anderen Ländern und in zwischenstaatlichen Institutionen in den letzten Jahren eine Neubewertung der Kernenergie stattgefunden hat.

Auch für Deutschland gibt es Diskussionen um eine Neubewertung der Kernenergie – Entscheidungen können aber nur von der Politik getroffen werden. Das vorliegende Kapitel soll einen Sachbeitrag zu der aktuellen Diskussion über die Zukunft der Kernenergie in Deutschland leisten.

2.1 Internationale Situation

2.1–a Die Kernenergie in der heutigen Energiewirtschaft

Mitte der 1950er Jahre, also vor gut einem halben Jahrhundert, begann mit den ersten britischen und sowjetischen Versuchs-Kernkraftwerken die friedliche Nutzung der Kernenergie; in den USA ging 1960 das erste Kernkraftwerk ans Netz, in Deutschland 1961. Heute wird Kern(spaltungs)energie in 31 Ländern zur Stromerzeugung genutzt, in einigen Fällen auch in Kraft-Wärme-Kopplung, d. h. in Kombination mit der Lieferung von Prozessdampf für industrielle Zwecke oder der Wärmeabgabe an Fernheizsysteme. Zwei Drittel der Weltbevölkerung leben in Ländern mit eigenen Kernkraftwerken. Am 1. Oktober 2009 waren weltweit 436 Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von zusammen 370,2 Gigawatt (GW) (netto) in Betrieb [1]. Zusammen erzeugten sie 2008 netto, also ohne ihren Eigenverbrauch, 2.628 Terawattstunden (TWh)¹ pro Jahr und deckten damit 14% des Stromverbrauchs der Welt (Tabelle 1).

Kontinent	Anzahl	Nettoleistung, GW	Stromerzeugung, netto, 2008, TWh
Europa	195	169,6	1.179,4
<i>Davon: EU-27</i>	144	131,5	915,4
<i>Schweiz</i>	5	3,2	27,6
<i>Russland</i>	31	21,7	152,1
<i>Ukraine</i>	15	13,1	84,3
Amerika	128	117,3	927,8
Afrika	2	1,8	13,3
Asien	111	81,5	507,5
Welt	436	370,2	2.628,0

Tab. 1: Kernkraftwerke in Betrieb, nach Kontinenten, Stand 01. 10. 2009

Strom aus Kernenergie nimmt in der globalen Stromversorgung einen festen Platz ein, der dem der Wasserkraft an Bedeutung vergleichbar ist. In der Nutzung der Kernenergie liegt Europa nach Anzahl und Leistung der Kernkraftwerke sowie nach jährlicher Stromerzeugung vorn, auch vor Amerika. In Deutschland trugen die 17 Kernkraftwerke 2008 mit 23% zur Stromerzeugung bei und deckten etwa die Hälfte der Grundlast ab. Mit 141,5 TWh lag Deutschland in der nuklearen Stromerzeugung an sechster Stelle, nach den USA, Frankreich, Japan, Russland und Südkorea.

¹ 1 TWh = 1 Milliarde kWh

2.1.–b Bau neuer Kernkraftwerke

Derzeit (1.10. 2009) sind in 14 Ländern 53 Kernkraftwerke mit zusammen 48 GW Leistung im Bau; davon wurden zehn Projekte 2008 und weitere zehn 2009 begonnen (vier davon sind wieder aufgenommene Altprojekte). Von den 53 Projekten entfallen 17 auf Europa (Finnland und Frankreich je 1, Bulgarien, Slowakei und Ukraine je 2, Russland 9). Mehr als 100 weitere Projekte in einer Vielzahl von Ländern befinden sich in einem mehr oder minder konkreten Planungsstadium.

Größere Ausbauprogramme sind in Russland, China, Indien und Südkorea im Gange und in den USA und Großbritannien in Vorbereitung. Daneben gibt es eine große Zahl von Ländern, die einen Einstieg in die Kernenergie-Nutzung planen. Am konkretesten ist dies in Polen, Ägypten, Jordanien, den Vereinigten Emiraten, der Türkei und Indonesien der Fall. Italien hat die Rückkehr zur Kernenergie beschlossen, ist beim Wiederaufbau der erforderlichen Infrastruktur und will in den nächsten Jahren ein Bauprogramm starten. Die schwedische Regierung will den Ersatz älterer Kernkraftwerke durch Neuanlagen zulassen. Weitere Bauvorhaben in Europa gibt es beispielsweise in Finnland und Frankreich, Litauen, den Niederlanden, der Slowakei, Tschechien, der Schweiz und Ungarn.

2.1.–c Aktueller Beitrag der Kernenergie zum Klimaschutz

Im Betrieb emittieren Kernkraftwerke keine Treibhausgase. Zu einem sachgerechten Vergleich mit anderen Stromerzeugungsarten ist jedoch eine Lebenszyklus-Analyse erforderlich, die vom Bau und Betrieb bis zur Beseitigung des Kraftwerks und seiner Abfälle reicht.

Eine neue Studie [2] des Paul-Scherrer-Instituts in Würenlingen/Schweiz weist unter schweizerischen Verhältnissen für Kernenergie 8 – 11 g CO₂-Äquivalent/kWh aus, im Vergleich zu Wasserkraft mit 4 g/kWh und Windkraft mit 36 g/kWh. Gleichartige Studien verschiedener deutscher und internationaler Institutionen kommen für die Kernkraft zu einer Spannbreite von 5 – 33 g CO₂-Äquivalent/kWh [3]. Kernenergie ist also nahezu CO₂-frei, ebenso wie Windkraft und Wasserkraft, wenn man sie mit den Emissionen von modernen Steinkohlekraftwerken mit rund 800 g CO₂-Äquivalent/kWh und Braunkohlekraftwerken mit rund 1000 g CO₂-Äquivalent/kWh vergleicht (Abb. 1).

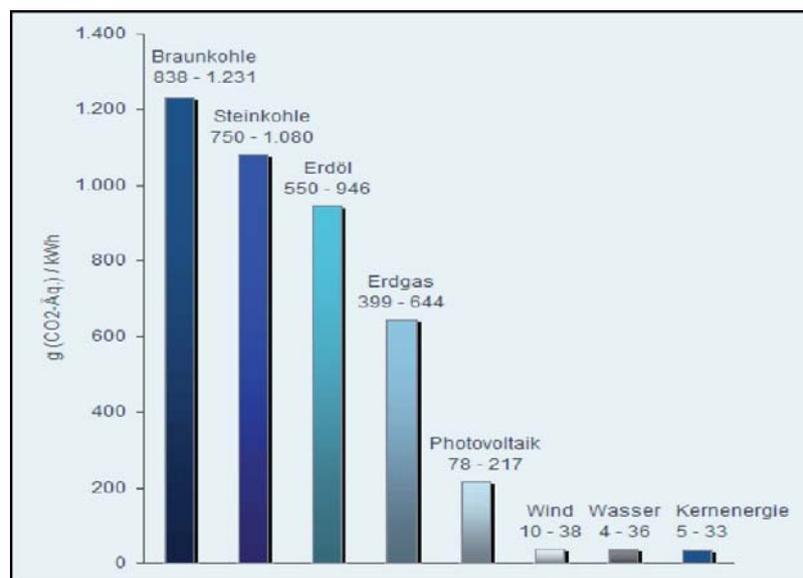


Abb.1: Lebenszyklusanalyse der CO₂-Emissionen verschiedener Kraftwerkstypen (nach verschiedenen Quellen)

Wären in Deutschland die 141,5 TWh im Jahre 2008 nicht in Kernkraftwerken, sondern mit dem Energiemix der übrigen deutschen Stromerzeugung produziert worden, so hätten die CO₂-Emissionen des Stromerzeugungssektors um gut 100 Mio. t bzw. 30% höher gelegen. Die Kernkraft trägt also heute wesentlich zum Klimaschutz bei.

2.1.–d Energiepolitische Neubewertung der Kernenergie unter den Zielsetzungen Versorgungssicherheit und Klimaschutz

Schon vor dem Tschernobyl-Unglück im April 1986 war der Bau von Kernkraftwerken in den meisten Industriestaaten der westlichen Welt weitgehend zum Stillstand gekommen. Sättigungstendenzen auf dem Strommarkt, hinter den Prognosen zurückbleibendes Verbrauchswachstum, Überversorgung mit billigen fossilen Energieträgern und abnehmende öffentliche Akzeptanz der Kernenergie waren die wichtigsten Gründe dafür.

Infolge des Tschernobyl-Unglücks sank die Akzeptanz der Kernenergie auf einen Tiefpunkt. Hintergründe dieses Unglücks waren ein überflüssiges und leichtsinniges Experiment unter Ausschaltung wichtiger Sicherheitssysteme bei einem Reaktortyp mit mangelhafter inhärenter Sicherheit. In den Folgejahren starteten die G7-Länder auf deutsche Initiative ein Hilfsprogramm zu Sicherheitsverbesserungen für Reaktoren russischer Technik und zur Stilllegung von besonders unsicheren Reaktoren in Mittel- und Osteuropa.

Beginnend etwa mit dem Jahr 2000 setzte in Westeuropa eine Neubewertung der Kernenergie unter den Aspekten der Versorgungssicherheit und des Klimaschutzes ein. Vorreiter war Finnland 2002 mit seiner Entscheidung für den Bau eines neuen Kernkraftwerks. Am 10. Januar 2007 verabschiedete die EU-Kommission ihr Grünbuch *Eine Energiepolitik für Europa* [4] und ein neues *Hinweisendes Nuklearprogramm*, die beide ein klares Plädoyer für die Kernenergie enthalten. Die EU-Kommission bezeichnet die Kernenergie als eine der größten Quellen praktisch CO₂-freier Energie in Europa und sieht die Kernenergie nicht nur als eine Brückentechnologie, sondern als eine Komponente eines kohlenstoffarmen Energiesystems im Jahr 2050. Deshalb setzt sie sich nicht nur für eine Lebensdauererweiterung bestehender Kernkraftwerke ein, sondern auch für den Bau neuer Anlagen und für die Entwicklung neuer Typen von Kernkraftwerken, der sog. 4. Generation.

Zur Umsetzung ihrer Energie- und Klimaschutz-Politik stellte die EU-Kommission im November 2007 den *European Strategic Energy Technologies Plan* (SET Plan) auf und konkretisierte die erforderlichen Maßnahmen im Oktober 2009 mit der „Technology Roadmap“. In beiden Dokumenten, die sich auch intensiv mit der forcierten Einführung erneuerbarer Energien, mit Energieeinsparung und mit CCS beschäftigen, ist Kernenergie ein wesentliches Element zur Erreichung einer CO₂-armen Energiezukunft.

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), auch bekannt als „Weltklimarat“, erkannte in seinem vierten Sachstandsbericht die Kernenergie als eine Technologie zur Eindämmung des Klimawandels an. Im Teilbericht der Arbeitsgruppe III *Eindämmung des Klimawandels* [5], der im Mai 2007 erschienen ist, wird bis 2030 nicht nur eine absolute Zunahme der Kernenergie-Nutzung, sondern auch ein prozentualer Anstieg von heute 14% auf 18% der Stromerzeugung erwartet.

2.1.–e Szenarien für den künftigen Versorgungsbeitrag der Kernenergie

Die Neubewertung der Kernenergie schlägt sich auch in den Szenarien der auf dem Gebiet der Energieversorgung tätigen Institutionen nieder. Noch im Jahr 2000 war die Internationale Energie-Agentur (IEA), Paris, in ihrem jährlich erscheinenden *World Energy Outlook* davon ausgegangen, dass etwa ab 2000 die

weltweit installierte Kernkraftwerksleistung und die nukleare Stromerzeugung rückläufig sein würden. Heute (2009) wird die Zukunft der Kernenergie anders eingeschätzt.

Im *World Energy Outlook 2009* [6] der IEA vom November 2009 weist das Referenzszenario, das die gegenwärtige Energiepolitik abbildet, von 2007 bis 2030 eine Zunahme der installierten Kernkraftwerksleistung von 370 auf 475 GW aus. Der IEA-Bericht untersucht daneben ein Szenario, mit dem die Forderung des IPCC erfüllt wird, den CO₂-Gehalt in der Atmosphäre bei 450 ppm zu stabilisieren. Um dieses Ziel zu erreichen, dürften ab 2012 weltweit nur noch CO₂-freie Kraftwerke gebaut werden, also Anlagen auf Basis regenerativer Energien, Kohlekraftwerke mit CCS-Technik und Kernkraftwerke. Dieses Szenario weist für 2030 eine Kernkraftwerksleistung von 748 GW und für die nukleare Stromerzeugung im Jahr 2030 eine Verdopplung gegenüber 2007 aus.

Der im Oktober 2008 erstmals erschienene *Nuclear Energy Outlook* [7] der Nuclear Energy Agency (NEA) der OECD spannt den Zeithorizont bis 2050 und präsentiert zwei Szenarien, die sich beide am Klimaschutzziel des IPCC orientieren, aber unterschiedliche Annahmen zum Vorankommen der Erneuerbaren Energien und der CCS-Technik treffen. Im „Hoch-Szenario“ steigt die installierte Kernkraftwerksleistung bis 2030 auf rund 600 GW und bis 2050 auf 1.400 GW; die nukleare Stromerzeugung beträgt 2050 das 3,8-fache des Wertes im Basisjahr 2006 und deckt 22% des auf das 2,5-fache gestiegenen Strombedarfs ab. Im „Niedrig-Szenario“ wird angenommen, dass ein geringerer Ausbau der Kernenergie, auf 580 GW im Jahr 2050, zur Erreichung der Klimaschutzziele ausreicht. Beide Institutionen, IEA und OECD/NEA, weisen der Kernenergie in ihren Szenarien eine wichtige Rolle in einer nachhaltigen, den Erfordernissen des Klimaschutzes entsprechenden Energieversorgung zu.

2.1–f Konsolidierte Reaktortechnik, Herstellerkapazitäten im Wiederaufbau

Im Laufe von fünf Jahrzehnten hat sich die Technik stetig konsolidiert; wassergekühlte Reaktoren haben sich als zuverlässige und kostengünstige „Arbeitspferde“ erwiesen. Im heutigen Kraftwerksbestand und bei den im Bau befindlichen Anlagen dominieren Leichtwasserreaktoren (Druck- und Siedewasserreaktoren DWR bzw. SWR) neben Schwerwasserreaktoren (D₂O-DWR), die in einer kleinen Zahl von Ländern eingesetzt werden.

Diese Fokussierung auf wassergekühlte Reaktoren kommt dem internationalen Erfahrungsaustausch und der Harmonisierung und Fortentwicklung der Sicherheitsanforderungen entgegen.

Mit dem starken Rückgang des Kernkraftwerksbaus seit Ende der 1980er Jahre haben Reaktorhersteller und Zulieferindustrie ihre Kapazitäten im Ingenieurbereich wie auf der Fertigungsseite an die verringerte Nachfrage angepasst. Mit dem Personalabbau ging auch Erfahrungswissen verloren. Seit etwa fünf Jahren sind die Hersteller als Folge der sich abzeichnenden Neubelebung des Kernkraftwerksbaus in den OECD-Ländern und des forcierten Ausbaus in China dabei, ihre Kapazitäten wieder zu erweitern. Die sich verbessernden Berufsaussichten in der Kerntechnik haben in verschiedenen Ländern einen Wiederanstieg der Studentenzahlen mit Kerntechnik als Haupt- oder Nebenfach und eine Ausweitung des Lehrangebotes ausgelöst. Diese Prozesse benötigen aber Zeit, und es muss beim Wiederaufbau von Kompetenz auch „Lehrgeld“ bezahlt werden, wie man am Beispiel der Verzögerungen und Kostensteigerungen beim Projekt Olkiluoto-3 in Finnland beobachten kann.

Lange Vorlaufzeiten erfordert auch der Ausbau der Kapazitäten des Kernbrennstoffkreislaufs. Das gilt besonders für die Urangewinnung, wo mindestens zehn Jahre für die Aufschließung einer neuen Mine angesetzt werden müssen. Allerdings hat die Ausweitung der Uranproduktion angesichts der Marktperspektiven in allen wichtigen Lieferländern schon vor mehreren Jahren eingesetzt.

2.1–g Technologische Trends und Weiterentwicklungen

In den nächsten beiden Jahrzehnten gibt es kaum Alternativen zu Leichtwasserreaktoren. Nachdem die Versuchs- und Prototypreaktoren der Anfangszeit mit Leistungen bis zu etwa 300 MW, die Reaktoren der „1. Generation“, inzwischen bis auf wenige Ausnahmen stillgelegt sind, gehören die Reaktoren nahezu aller in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke der so genannten 2. Generation an. Sie haben sich als zuverlässig und wirtschaftlich erwiesen, und die Betreiber und die Genehmigungsbehörden gehen davon aus, dass sie auch über die ursprüngliche Auslegungsdauer von 40 Jahren hinaus sicher betrieben werden können. In den USA hat bereits mehr als die Hälfte der 104 Kernkraftwerke eine Genehmigung für 60 Jahre Betrieb erhalten.

Innerhalb der bewährten Reaktorlinien haben die sieben international tätigen Kernkraftwerkshersteller seit den 1990er Jahren – trotz der Flaute auf dem Neubaumarkt – zehn Reaktortypen der 3. Generation entwickelt, die jetzt weltweit auf dem Markt sind. Mehrere dieser Reaktortypen haben in mindestens einem Land das Genehmigungsverfahren durchlaufen und sind bereits im Betrieb oder im Bau, andere befinden sich in den USA in dem nur dort in dieser Form existierenden „standard design certification process“, einem Konzeptgenehmigungsverfahren.

Entsprechend den Anforderungen der Genehmigungsbehörden und der Stromversorger haben diese Neuentwicklungen weitgehend dieselben Zielsetzungen, nämlich zum einen eine erhöhte Sicherheit und eine Verminderung radioaktiver Abfälle, zum anderen eine verbesserte Wirtschaftlichkeit.

2.1–h Reaktoren der 4. Generation

Seit der Jahrhundertwende wird in führenden Industriestaaten in Forschung und Entwicklung verstärkt die langfristige Zukunft der Kernenergie ins Visier genommen. Kennzeichnend für diese neue Entwicklung ist die internationale Kooperation anstelle der bisherigen im Wesentlichen getrennten nationalen Programme. Vier Initiativen sind zu nennen:

- Generation IV International Forum (GIF)
- International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO)
- Global Nuclear Energy Partnership (GNEP)
- Strategic Energy Technologies Plan der EU.

Diese Initiativen, zwischen denen es verschiedene Querverbindungen gibt, zielen in erster Linie darauf ab,

- den Einsatz der Kernenergie in weiteren Ländern zu fördern, ohne dass dadurch das Risiko von Proliferation von Atomwaffen und von Terrorismus zunehmen darf;
- durch Entwicklung einer 4. Generation von Reaktoren die Energieausbeute des Urans zu vervielfachen (etwa bis zum Faktor 50) und Kernenergie verstärkt auch außerhalb der Stromerzeugung zu nutzen, z. B. in Kraft-Wärme-Kopplung, zur Meerwasserentsalzung und zur Wasserstoffherzeugung; und
- die Nachhaltigkeit der Kernenergienutzung sicherzustellen. Der geschlossene Brennstoffkreislauf, ein wesentliches Merkmal der 4. Generation, ist eine Voraussetzung für die Vervielfachung der Energieausbeute des Urans und die Verringerung von Menge und Langlebigkeit der radioaktiven Abfälle durch Abtrennung und Umwandlung („Partitioning + Transmutation“) langlebiger Aktiniden.

2.2 Status quo in Deutschland

2.2–a Situation Deutschlands infolge der Ausstiegspolitik

Entsprechend ihrem Koalitionsvertrag vom 20. Oktober 1998 hat die damalige Bundesregierung einen schrittweisen Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie in die Wege geleitet. Hierzu wurde mit der 10. Novelle des Atomgesetzes vom 27. April 2002 die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 32 Jahre begrenzt und für jede einzelne Anlage, je nach ihrem Alter, eine entsprechende „Reststrommenge“ festgelegt, nach deren Erzeugung die Betriebsgenehmigung erlöschen soll. Die Laufzeitbegrenzung wurde unbeschadet nach wie vor unterschiedlicher Auffassungen zur Nutzung der Kernenergie einvernehmlich mit den Energieversorgungsunternehmen ausgehandelt. In der Vereinbarung sicherte die Bundesregierung den Stromversorgern im Gegenzug unter anderem den politisch ungestörten Betrieb der Anlagen während der Restlaufzeit zu. Außerdem bescheinigte die Bundesregierung den Betreibern, „dass die Kernkraftwerke und sonstigen kerntechnischen Anlagen auf einem international gesehen hohen Sicherheitsniveau betrieben werden“ [8].

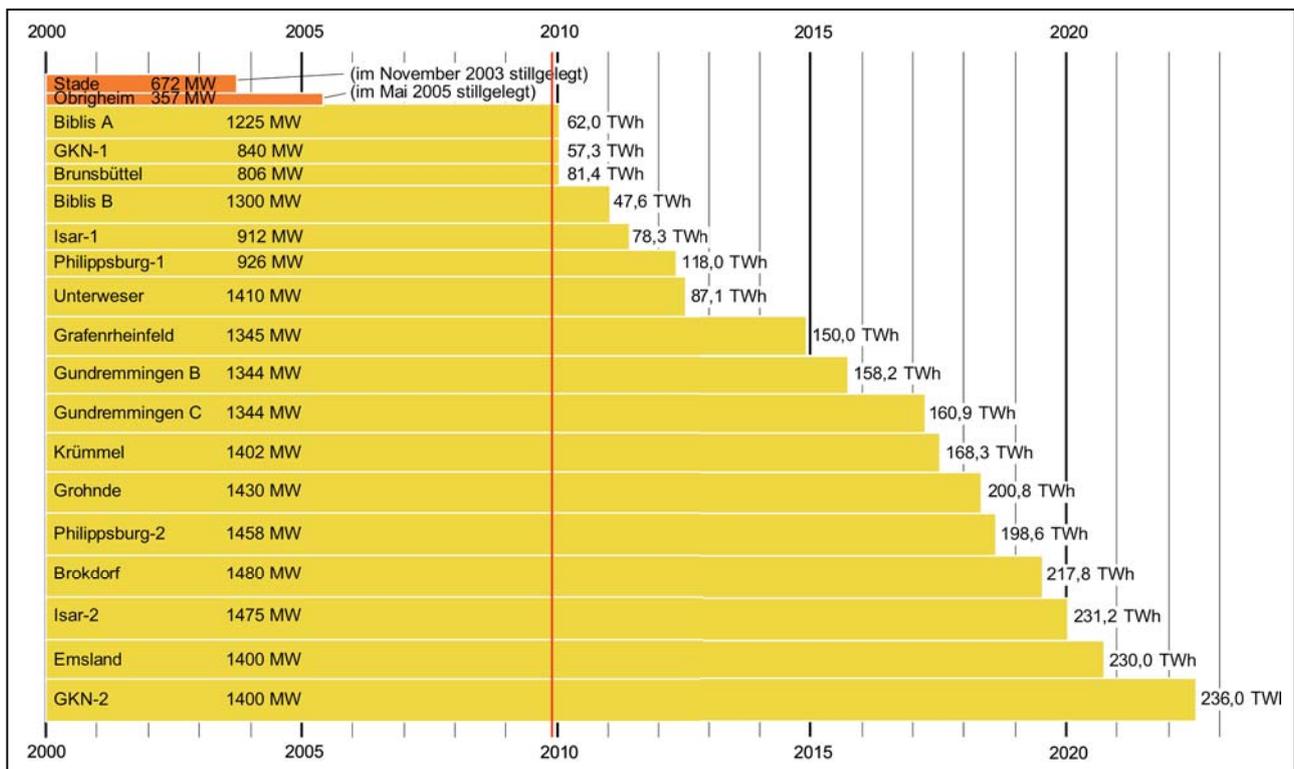


Abb. 2: Abschaltplan nach der Atomgesetz-Novelle von 2002, Stand Februar 2009 (Quelle: EnBW)

Bis zum Herbst 2009 sind in Deutschland im Zuge der Ausstiegspolitik nur die relativ kleinen Kernkraftwerke Stade (672 MW, November 2003) und Obrigheim (340 MW, Mai 2005) abgeschaltet worden. In der Legislaturperiode von 2009 bis 2013 werden sieben weitere der noch verbliebenen 17 Kernkraftwerke die zugestanden Reststrommengen ausschöpfen und damit ihre Betriebsgenehmigung verlieren. Nach diesem Fahrplan müssen die letzten Kernkraftwerke bald nach 2020 vom Netz (siehe Abb. 2). Die neue Bundesregierung aus CDU, CSU und FDP prüft derzeit, die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Einhaltung der strengen deutschen und internationalen Sicherheitsstandards zu verlängern.

2.2–b Rolle der Kernenergie in einem zukünftigen Stromversorgungssystem mit hohem Anteil fluktuierenden Stromangebots?

Mit dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird der Anteil zeitlich fluktuierenden Stromaufkommens weiter zunehmen. Die Speicherkapazität – hauptsächlich mittels Pumpspeicherkraftwerken – ist aber sehr begrenzt. Der Ausgleich zwischen Strombedarf und -angebot muss also vor allem durch flexibel regelbare Kraftwerke erfolgen. Entgegen einer verbreiteten Meinung sind die deutschen Kernkraftwerke von ihrer Auslegung her nicht darauf beschränkt, stets bei konstanter Leistung betrieben zu werden. Vielmehr sind sie im oberen Lastbereich (zwischen 50 und 100% Nennleistung) auch für schnelle Laständerungen ausgelegt [9]. Das gilt für Druckwasserreaktoren wie für Siedewasserreaktoren. Wie Abb. 3 zeigt, kann ein Kernkraftwerk bei Bedarf seine Leistung in nur zwei Minuten um 20% der Nennleistung erhöhen bzw. absenken, innerhalb von zehn Minuten kann es von Volllast auf halbe Leistung gehen und umgekehrt. Damit sind Kernkraftwerke flexibler als konventionelle Dampfkraftwerke [10]. Ursächlich dafür sind die gute Regelbarkeit des Kernspaltprozesses und eine eigens darauf zugeschnittene Leittechnik. Effekte wie z. B. Materialermüdung sind in der Auslegung berücksichtigt und unterliegen der laufenden Überwachung im Rahmen des vorgeschriebenen Alterungsmanagements.

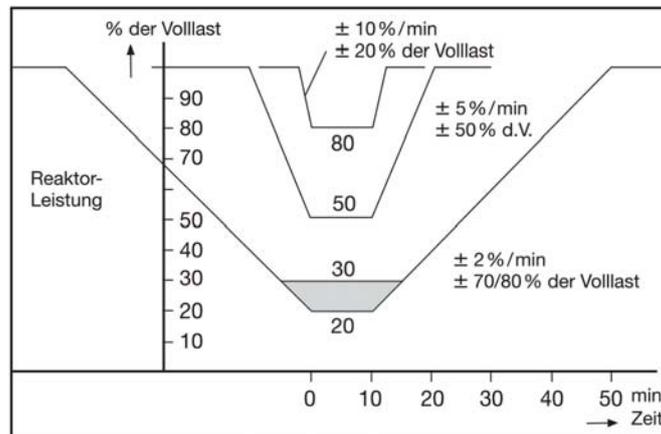


Abb. 3: Fähigkeit deutscher Druckwasserreaktoren zur Leistungsänderung

Bei mehreren deutschen Kernkraftwerken wird derzeit bereits öfters von ihrer Fähigkeit Gebrauch gemacht, Schwankungen im Windstrom-Angebot aufzufangen, damit das Netz nicht instabil wird. Auch in Frankreich ist es wegen des hohen Kernkraftwerksanteils – fast 80% der Stromerzeugung sind nuklear – üblich, dass ein Teil der Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb gefahren wird.

Diesbezüglich steht eine etwaige Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien nicht im Wege.

2.2–c Weiternutzung der bestehenden Kernkraftwerke – aus der Sicht der Sicherheit

Alle deutschen Kernkraftwerke besaßen bis zur Änderung des Atomgesetzes im Jahr 2002 eine zeitlich unbefristete Betriebsgenehmigung, so wie es z.B. auch in Frankreich, Schweden und der Schweiz der Fall ist (in den USA und weiteren Ländern wird die Betriebsgenehmigung auf 40 Jahre erteilt, kann aber auf 60 Jahre verlängert werden). Im Hinblick auf eine kostengünstige Stromerzeugung und auf den Klimaschutz wäre eine längere Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke nach obiger Analyse eine erwägenswerte Option. Es ist zu fragen, ob dies auch aus der Sicht der Reaktorsicherheit vertretbar ist.

Das Sicherheitsniveau der deutschen Kernkraftwerke lässt sich durch eine Analyse der meldepflichtigen Ereignisse (bis 1990 als „besondere Vorkommnisse“ bezeichnet) aufzeigen. Seit 1991 werden die meldepflichtigen Ereignisse – zusätzlich zu der deutschen Einstufung in die Kategorien „Normal“, „Eilt“ und „Sofort“ – nach der internationalen Einstufung hinsichtlich der sicherheitstechnischen Bedeutung klassifiziert. So gab es im gesamten Zeitraum von 18 Jahren der Anwendung der siebenstufigen International Nuclear and Radiological Event Scale, der INES-Skala [11], in westdeutschen Kernkraftwerken keinen einzigen „ernsten Störfall“ (INES-Stufe 3). Von den 2529 von 1991 bis 2007 gemeldeten Ereignissen wurden 74 als „Störung“ (INES-Stufe 1), d.h. „Abweichung vom normalen Betrieb der Anlage“, eingestuft und drei Ereignisse als „Störfall“ (INES-Stufe 2), was als „begrenzter Ausfall der gestaffelten Sicherheitsvorkehrungen“ definiert ist. Alle anderen meldepflichtigen Ereignisse lagen unterhalb der INES-Skala auf Stufe 0, hatten also keine oder sehr geringe sicherheitstechnische Bedeutung.

Die Abgabe von Radioaktivität über Abluft und Abwasser liegt bei allen Kernkraftwerken regelmäßig bei einem Bruchteil der genehmigten Werte.

Jedes Kernkraftwerk muss sich alle zehn Jahre einer Periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) unterziehen, die die laufende aufsichtliche Überwachung der Anlagen ergänzt und im Lichte des neuesten Standes von Wissenschaft und Technik ggf. erforderliche Sicherheitsverbesserungen identifiziert. Desgleichen wurde ein systematisches Alterungsmanagement eingeführt, durch welches Alterungsprozesse erfasst und überwacht werden.

Als Maßnahmen zur langfristigen Gewährleistung der Reaktorsicherheit kämen unter anderem in Frage:

- Begutachtung der betrieblichen Sicherheit durch ein internationales Team von Fachleuten (OSART-Mission der IAEA, wie in den letzten Jahren in den Kernkraftwerken Philippsburg und Neckarwestheim erfolgt),
- Überprüfung der Anlagen auf Modernisierungsbedarf, z. B. im Bereich der Sicherheits-Leittechnik, wo der technische Fortschritt besonders ausgeprägt ist,
- Überprüfung der Intervalle für Wiederholungsprüfungen an Schweißnähten zur Kontrolle auf Materialermüdung.

Mit diesen Maßnahmen wäre unter dem Aspekt der Reaktorsicherheit eine längere Lebensdauer der bestehenden Kernkraftwerke vertretbar.

2.2–d Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland

Ein Neubau von Kernkraftwerken steht derzeit nicht zur Diskussion. Laut Koalitionsvertrag will die derzeitige Bundesregierung am Neubauverbot festhalten. Trotzdem ist es wichtig, dass Deutschland an der kerntechnischen Forschung und dem internationalen wissenschaftlichen Austausch weiter teilnimmt – unabhängig davon, ob die Politik zu einem späteren Zeitpunkt an einer Neubau-Option interessiert sein könnte.

2.2–e Schlüsselfaktoren für die Akzeptanz einer weiteren Nutzung der Kernenergie

Die Nutzung der Kernenergie erfordert die Akzeptanz durch eine Mehrheit der Bevölkerung und ist damit Gegenstand politischer Entscheidungen². Diese sind nicht Thema der vorliegenden Studie, die lediglich naturwissenschaftliche und sachliche Grundlagen bereitstellt.

² Dabei wären von der Politik mindestens folgende Aspekte zu berücksichtigen bzw. zu bewerten: (1) Es muss eine Priorisierung zwischen Klimaschutz, Energiekosten und Risiken der Kernenergienutzung vorgenommen werden. (2) Ein Großteil der zusätzlichen Margen der Kernkraftwerksbetreiber sollte in die Energieforschung fließen und/oder den Stromverbrauchern unmittelbar zugute kommen. (3) Es muss für die Bevölkerung erkennbar sein, dass aus dem Betrieb länger laufender Kernkraftwerke keine wachsenden Risiken zu befürchten sind. (4) Es muss sich eine sachgerechte Lösung für die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle abzeichnen. (5) Die Staatengemeinschaft muss alles in ihren Kräften stehende tun, um eine Weiterverbreitung von Atomwaffen zu verhindern.

2.3 Versorgung und Entsorgung

2.3–a Reichweite des Urans

Uran ist ein Schwermetall. Es kommt überall in der Erdkruste vor und ist etwa ebenso häufig wie Zinn und Wolfram. Befürchtungen, die Uranreserven würden bald zur Neige gehen, beruhen teilweise auf einem Missverständnis des geologischen Begriffs „Reserven“. Unter Reserven versteht der Geologe nicht die Gesamtheit der Vorkommen eines mineralischen Rohstoffes auf unserem Planeten, sondern nur denjenigen Teil der bislang bekannten Vorkommen, der mit heutigen Abbaumethoden wirtschaftlich gewinnbar ist, d. h. zu heutigen Marktpreisen profitabel gewonnen werden kann. Steigen infolge von Knappheit die Preise, so wird ein weiterer Teil der bekannten Vorkommen zu Reserven.

Außerdem gibt es mehr Uran, als man bisher gesucht und gefunden hat. Eine intensive Prospektion fand nur zwischen 1970 und 1985 statt. Da der Kernkraftwerksbau weit hinter den Erwartungen zurückblieb, drückte das Überangebot lange Zeit den Uranpreis, und die Uransuche wurde weitgehend eingestellt. Es kommt hinzu, dass im Zuge der Abrüstung Uran aus dem militärischen Bereich der Atomwaffenstaaten freigesetzt und nach und nach auf den Markt gebracht wird.

Die bekannten gesicherten und geschätzten zusätzlichen Uranvorkommen mit Gewinnungskosten bis 130 US\$/kg Uran belaufen sich nach Angaben der OECD/NEA auf 5,4 Mio. t bzw. das 82-fache des heutigen Jahresbedarfes. Beim heutigen wieder angestiegenen Marktpreis von mehr als 150 US\$/kg Uran ist die Gesamtmenge im geologischen Sinn als „Reserven“ einzustufen.

Neben den Uranressourcen in „konventionellen“ Lagerstätten sind sehr große Mengen an Uran in Phosphaten und im Meerwasser zu finden. Die Uranmengen in Phosphaten werden auf 7 bis 22 Mio. t und deren Gewinnungskosten auf 40-115 US\$/kg geschätzt. In Zukunft könnte also auch ein Teil der unkonventionellen Uranvorkommen wirtschaftlich relevant werden. Da die Urankosten heute nur etwa 5% der Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken ausmachen, kann man zukünftig auch auf Uranvorräte mit wesentlich höheren Gewinnungskosten zurückgreifen, ohne dass die Kernenergie dadurch unwirtschaftlich würde.

Über die größten Uranreserven verfügt Australien, gefolgt von Kasachstan, den USA, Kanada und Südafrika. Nach der geographischen Verteilung der Ressourcen ist die Versorgungssicherheit hoch.

In den heutigen Reaktoren wird nicht einmal 1% der im bergmännisch gewonnenen Uran enthaltenen Atome tatsächlich gespalten. Die Ausbeute lässt sich durch Wiederaufarbeitung der gebrauchten Brennelemente und Rezyklierung des entstandenen Plutoniums sowie des unverbrauchten Urans um bis zu 20% steigern. Darüber hinaus gibt es ein großes technologisches Potenzial für die Entwicklung Uran sparender Reaktortypen bis hin zum Schnellen Brüter, mit denen sich ein Vielfaches der Energieausbeute je Kilogramm Natururan erzielen lässt (siehe Abschnitt 2.1-h, Reaktoren der 4. Generation). Damit wäre die Reichweite der Uranreserven nach menschlichen Vorstellungen praktisch unbegrenzt.

„Die Nutzung von Kernenergie ist auch in Zukunft nicht durch die Verfügbarkeit der Kernbrennstoffe limitiert“, schlussfolgert die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in ihrer jüngsten Studie zu Energierohstoffen [12].

2.3–b Internationaler Stand der Entsorgung radioaktiver Abfälle

Im Hinblick auf die Endlagerung unterscheidet man in Deutschland zwei Abfallkategorien:

- Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung (das sind der schwachradioaktive Abfall und der größte Teil des mittelradioaktiven Abfalls),
- Wärme entwickelnder Abfall (das sind der hochradioaktive Abfall aus der Wiederaufarbeitung verbrauchter Brennelemente oder verbrauchte Brennelemente selbst sowie ein Teil der mittelradioaktiven Abfälle wie Brennelement-Strukturteile).

Endlager für Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung gibt es in einer ganzen Reihe von Ländern, z. B. in Finnland, Frankreich, Großbritannien, Japan, Schweden, Spanien und den USA. Sie sind alle oberflächennah bzw. dicht unter der Oberfläche angelegt. Einen anderen Ansatz stellt das „Waste Isolation Pilot Plant – WIPP“ in der Nähe der Stadt Carlsbad im Bundesstaat New Mexico der USA dar. Dort werden seit März 1999 in einem neu erstellten Endlager in einer tiefen geologischen Salzformation die Transuran (TRU)-Abfälle aus der amerikanischen Kernwaffenproduktion endgelagert. Deutschland und die Schweiz haben sich auch für die Abfallkategorie mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung für die geologische Tief Lagerung entschieden.

In Deutschland wurde 2002 nach einem 20 Jahre dauernden Genehmigungsverfahren die Errichtung eines Endlagers für schwach- und mittelradioaktiven Abfall – in Deutschland auch definiert als Abfall mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung – im ehemaligen Eisenerzbergwerk Konrad genehmigt. Fünf Jahre später wurde die Errichtung in Angriff genommen, nachdem alle Klagen gegen die Genehmigung höchstrichterlich abgewiesen worden waren. Das Endlager soll 2014 den Betrieb aufnehmen. In die hier einzulagernde Abfallkategorie fallen volumenmäßig 90% aller radioaktiven Abfälle, die aber nur 1% der gesamten endzulagernden Radioaktivität darstellen.

Für Wärme entwickelnden Abfall verfolgen alle Länder das Konzept der Endlagerung in tiefen geologischen Formationen zur langfristigen Isolierung der Radioaktivität gegenüber der Biosphäre. Das Spektrum geeigneter Gesteinsformationen ist breit und naturgemäß von der Geologie eines Landes abhängig. Vielversprechende Gesteinsarten sind zum Beispiel Granit, Steinsalz und Ton. Es ist weltweit noch kein Endlager für diese Abfallkategorie in Betrieb, jedoch können mehrere Länder einen fortgeschrittenen Stand derartiger Projekte vorweisen:

- In Finnland ist die Wahl des Standorts Olkiluoto von Regierung und Parlament gebilligt worden. Am Standort des künftigen Endlagers wird derzeit in einer Tiefe von 420 m das Untertagelabor Onkalo errichtet, wo die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Endlagergesteins (Granit) ermittelt werden, die für das 2012 beginnende Genehmigungsverfahren benötigt werden. Ab 2015 sollen das Endlager und die zugehörige Konditionierungsanlage für verbrauchte Brennelemente errichtet werden. 2020 soll die Einlagerung in etwa 500 m Tiefe beginnen.
- Auch in Schweden ist die Endlagerung in Granit vorgesehen. Unter mehreren Gemeinden, die sich um die Ansiedlung des Endlagers bewarben, wurde im Juni 2009 nach Erkundungsbohrungen an zwei verschiedenen Orten der Standort Forsmark in der Gemeinde Östhammar ausgewählt. 2010 soll der Genehmigungsantrag eingereicht werden. Nach der für 2013 erwarteten Genehmigung soll das Endlager bis 2023 errichtet werden.
- Frankreich hat sich für die Endlagerung in einer 150 Millionen Jahre alten Tongestein-Formation entschieden. Am Standort Bure (Lothringen) wird derzeit ein Untertagelabor betrieben. Bis 2015 sind der Genehmigungsantrag und bis 2025 die Errichtung des Endlagers vorgesehen. Der genaue Standort für das Endlager in der Region Bure ist noch festzulegen.
- Die schweizerische Regierung hat 2006 den Entsorgungsnachweis für hochradioaktive Abfälle gebilligt, der sich auf die Erkundung von Opalinus-Ton bei Benken im Zürcher Weinland stützt. Die für

die Entsorgung zuständige „Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle – Nagra“ hat 2008 sieben Standorte vorgeschlagen, davon sechs in Opalinus-Ton und einen in Mergel. Der „Sachplan geologische Tiefenlager“ sieht den Betriebsbeginn des Endlagers für hochradioaktive Abfälle für 2040 vor.

- In den USA ist dagegen die Situation unklar. Nach über zwanzigjähriger Erkundung hatten Regierung und Kongress 2002 den Standort Yucca Mountain – in der Nachbarschaft des ehemaligen Atomwaffentestgeländes – in Nevada gegen den Widerstand des Gouverneurs von Nevada gebilligt. 2008 hat das Energieministerium bei der Genehmigungsbehörde die Antragsunterlagen für das Genehmigungsverfahren eingereicht. Barack Obama hat sich aber bereits während des Präsidentschaftswahlkampfes gegen Yucca Mountain festgelegt. Eine Alternativstrategie ist bislang aber nicht erkennbar, so dass es bis auf weiteres bei einer Zwischenlagerung der verbrauchten Brennelemente bleibt. Ende Januar 2010 hat Präsident Obama eine hochrangige Kommission eingesetzt, die eine neue Strategie vorschlagen soll. Sie ist beauftragt, auch Wiederaufarbeitung und Rezyklierung in die Überlegungen einzubeziehen.
- In Deutschland liegt nach dem Atomgesetz die Verantwortung für die Schaffung und den Betrieb von Endlagern bei der Bundesregierung, die sie auf das Bundesamt für Strahlenschutz übertragen hat. Die Kosten dafür sind von den Abfallverursachern, d.h. von Kernkraftwerksbetreibern, Industrie, Forschungszentren, Krankenhäusern usw., also von privatwirtschaftlichen und öffentlichen Institutionen, zu tragen. Seit den 60er Jahren wird seitens der Politik eine Endlagerung in Steinsalzformationen favorisiert. Seit 1979 ist – mit einem zwischenzeitlichen Moratorium ab 2000 – der Salzstock Gorleben in Erkundung. Auch mit dem „Versuchsendlager“ Asse II sollten Erfahrungen gesammelt werden, jedoch ist dessen Geologie problematisch. Es soll künftig stillgelegt werden.

Die physikalischen Aspekte spielen bei der Beurteilung Endlager gegenüber den geologischen und politischen (Akzeptanz seitens der Bevölkerung) eine untergeordnete Rolle, daher kann die vorliegende Studie keine weitergehenden Grundlagen für politische Entscheidungen liefern. In der öffentlichen und politischen Kernenergie-Diskussion Deutschlands steht die Endlagerproblematik jedoch mit an erster Stelle. Da die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle noch immer ungelöst ist und die Sorgen und Ängste der Bevölkerung bisher nicht hinreichend ausgeräumt worden sind, ist die Frage der Endlagerung für einen großen Teil der Bevölkerung derzeit einer der entscheidenden Gründe für ihre Ablehnung der Kernenergienutzung. Unabhängig von der Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke muss zügig eine befriedigende und sichere Lösung für die Endlagerung gefunden werden.

2.4 Zusammenfassung und Ausblick

Weltweit hat im politischen Raum eine Neubewertung der Kernenergie stattgefunden. In den Bewertungen seitens IAEA, IEA, OECD/NEA, EU und Weltklimarat (IPCC) gibt neben Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit besonders die Klimaverträglichkeit der Kernenergie ein starkes positives Argument. Diese Institutionen erwarten in den nächsten Jahrzehnten einen steigenden Beitrag der Kernenergie zur Stromversorgung in den Industrieländern und einigen Schwellenländern.

Die European Physical Society stellt in ihrem Positionspapier *Energy for the Future – The Nuclear Option* [13] vom November 2007 ebenfalls fest, dass Kernenergie auch in Zukunft einen bedeutenden Beitrag zum Energiemix der Stromerzeugung leisten kann und sollte.

Auch in Deutschland könnte die Kernenergie weiterhin einen Beitrag zur Erreichung anspruchsvoller Klimaschutzziele leisten.

Eine zentrale Frage in diesem Zusammenhang ist die öffentliche Akzeptanz, die durch eine Einbettung in ein energie- und klimapolitisches Gesamtkonzept und die zügige Schaffung eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle verbessert werden kann.

Anmerkungen und Literatur:

- [1] Alle Daten nach IAEA, Power Reactors Information System (PRIS)
<http://www.iaea.org/programmes/a2/>
- [2] Paul Scherrer Institut (PSI): *CO₂-Emissionen aus dem nuklearen Kreislauf*. PSI-Fachinfos zu Energiefragen, 06. 03. 2007
http://www.psi.ch/medien/Medienmitteilungen/Beitrag_zur_CH_Energiedebatte/Beitrag_zur_CH_Energiedebatte.pdf
- [3] Kernenergie: *Klimaschutz vom Anfang bis zum Ende*. Pressemitteilung des Deutschen Atomforums vom 21. 03. 2007
http://www.kernenergie.de/kernenergie/Presse/Pressemitteilungen/items/2007-03-21_kernenergie_klimaschutz.php
- [4] EU-Grünbuch *Eine Energiepolitik für Europa*, 10. 01. 2007
http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l27067_de.htm
- [5] *Klimaänderung 2007: Verminderung des Klimawandels*. Beitrag der Arbeitsgruppe III zum 4. Sachstandsbericht des IPCC (S. 54);
<http://www.ipcc.ch/pdf/reports-nonUN-translations/deutch/IPCC2007-WG3.pdf>
- [6] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2009*, Paris 2009
<http://www.worldenergyoutlook.org/2009.asp>
- [7] OECD/NEA: *Nuclear Energy Outlook 2008, Kernaussagen und Zusammenfassung*, Paris 2008
<http://www.oecd.org/dataoecd/45/48/41504144.pdf>
- [8] Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2009
<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf>
- [9] W. Aleite, *Lastfolgefähigkeiten von Kernkraftwerken mit Druckwasserreaktoren*. VGB-Kongress Kraftwerke 1985
- [10] M. Hundt et al.: *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsverbund*. Stuttgart, Oktober 2009
http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf
- [11] Bundesamt für Strahlenschutz: *Systematik der internationalen Bewertungsskala (INES)*
<http://www.bfs.de/de/kerntechnik/ereignisse/ines.html>
- [12] *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007*. BGR-Kurzstudie November 2008
http://www.bgr.bund.de/cIn_101/nn_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie__Kurz__2007.html?__nnn=true
- [13] *Energy for the Future – The Nuclear Option*. Positionspapier der European Physical Society, 2007
<http://www.eps.org/about-us/position-papers>

II.3 Kraft-Wärme-Kopplung und Systemvergleich

Die gleichzeitige Erzeugung von Wärme und elektrischem Strom dient der besseren Ausnutzung des Brennstoffs. Die Technik der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gibt es in einer Vielzahl von Anwendungsformen, einmal für industrielle Eigenerzeuger, zum anderen für die öffentliche Versorgung mit Strom und Fernwärme, beide in Deutschland und Europa etwa gleich wichtig^{1,2}.

Die mit der Wärmeerzeugung gekoppelte Stromerzeugung macht bisher nur einen kleinen, langsam ansteigenden Anteil der gesamten Stromerzeugung aus; sie betrug in Deutschland 11% im Jahre 2000 und 12% im Jahre 2007; die europäischen Zahlen sind vergleichbar³.

Die KWK wurde bereits im Kapitel I.2 als ein theoretisch eleganter und effektiver Weg erwähnt, die Exergie von Brennstoffen vollständiger auszunutzen, als dies bei der bloßen Verbrennung geschieht. Es gibt eine Vielfalt von Anwendungsfällen, Anlagen und Betriebsweisen, um in KWK Strom und Wärme gemeinsam zu produzieren [1,2,3]. Der exakte Gewinn an Brennstoff-Ausnutzung hängt bei jeder Anlage von der Betriebsweise ab, die sich zudem immer wieder ändert. Summiert über alle Anlagen und alle eingesetzten Brennstoffe wurde die integrale Brennstoff-Ausnutzung in Deutschland im Jahr 2002 auf 79% (EU-25: 70%) geschätzt⁴.

Unter dem Eindruck der hohen Brennstoff-Ausnutzung hat die Bundesregierung eine Zielmarke vorgegeben, nach welcher der Anteil des KWK-Stroms bis zum Jahr 2020 auf 25% verdoppelt werden soll. Unterstützende Fördermaßnahmen wurden gesetzlich verankert (KWK-Gesetz 2009 [7]).

Angesichts der Tatsache, dass ein hoher Prozentwert der Brennstoffausnutzung kein ausreichendes Qualitätsmerkmal für die bei einem bestimmten Verbrauchsprofil eingesparte Brennstoffmenge darstellt (vgl. dazu Abschnitt 3.2-c, letzter Absatz), wird in diesem Kapitel untersucht, wie das Optimum in der Zukunft gefunden werden kann. Dabei sind auch technische Entwicklungen zu berücksichtigen, die in einigen wichtigen Anwendungsfällen das pauschale Bild der KWK verändern können, nämlich

- das Erreichen sehr viel besserer Wirkungsgrade in der reinen (ungekoppelten) Elektrizitätserzeugung,
- die inzwischen verbreitete Brennwert-Technik, mit der sich bessere Wirkungsgrade in der reinen (ungekoppelten) Wärmeerzeugung in Feuerungsanlagen realisieren lassen,
- sowie das Aufkommen gut funktionierender und effizienter Wärmepumpen mit einer in der Zukunft gewiss noch weiter zu steigernden Zuverlässigkeit.

Deshalb wird im Folgenden ein neuer Blick auf die tatsächlichen oder vermeintlichen Vorzüge der Koppelproduktion im Vergleich zur getrennten Produktion von Strom und Wärme geworfen. Dies kann hier natürlich nicht in voller Allgemeinheit geschehen, vielmehr werden einzelne besonders wichtige Beispiele herausgegriffen; der Schwerpunkt liegt dabei auf KWK-Anlagen für den Gebäudebereich mit Erdgas als Brennstoff, deren Ausbau von der Bundesregierung im Rahmen der vorgesehenen Verdoppelung des KWK-

¹ So betrug die in KWK-Anlagen erzeugte Elektrizität im Jahre 2002 in der EU-25: 163.1 TWh (öffentlich) + 136.1 TWh (industriell), sowie in Deutschland: 33.3 TWh (öffentlich) + 22.9 TWh (industriell) [4].

² Eine ausführliche Darstellung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland enthält die Studie des Umwelt-Bundesamtes [5]. Darin befindet sich auch ein Bericht über die statistische Datenbasis für KWK, welche nicht sehr vollständig ist.

³ Quelle Eurostat [6]

⁴ Quelle Eurostat [4]. Dort finden sich auch Anmerkungen zur Methode dieser Statistik.

Anteiles besonders gewünscht wird. Es wird sich herausstellen, dass der Ausbau der KWK in Zukunft keineswegs immer der Königsweg für die effizienteste und wirtschaftlichste Art des Brennstoff-Einsatzes ist, für den er häufig gehalten wird.

3.1 Die Besonderheiten der Kraft-Wärme-Kopplung

3.1–a Elektrische Wirkungsgrade und Stromeinbuße bei Wärmeauskopplung

Für die energetische Bewertung der KWK ist es entscheidend, auf welchem Temperaturniveau die Abwärme der Wärmekraftmaschine zunächst anfällt. Hier sind zwei Fälle zu unterscheiden:

(1) Anlagen mit hohem elektrischen Wirkungsgrad, jedoch Stromeinbuße bei Wärmeauskopplung:

Hierzu gehören Dampfkraftwerke und vor allem die so genannten Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), bei denen die noch auf sehr hohem Temperaturniveau anfallende Abwärme einer Gasturbine einem nachgeschalteten Dampfkraftwerk zugeführt wird.

Die Umwandlung der Brennstoffwärme in Strom in einem Dampfkraftwerksprozess ist heute technisch sehr weitgehend perfektioniert. Am „heißen Anfang“, bei der Übertragung der sehr heißen Verbrennungswärme auf das Arbeitsmedium, treten jedoch noch nicht vermeidbare Exergieverluste auf, da der Kessel und die Dampf führenden Rohre eine Höchsttemperatur nicht überschreiten dürfen, was die erreichbare Dampftemperatur beschränkt. Durch Verbesserung der Werkstoffe ist es jedoch gelungen, diese höchste Arbeitstemperatur immer weiter hinaufzuschieben. Heute sind 600° C erreicht, und 700°C werden in der technischen Entwicklung angestrebt (vgl. Kapitel II.1).

Am „kalten Ende“ des Prozesses entspannt die Niederdruck-Turbine den Dampf gegen einen sehr kleinen Gegendruck, der nur noch durch die Temperatur des Rückkühlmediums im Kondensator bestimmt wird. Auch beim Wiederaufheizen des Arbeitsmediums wird durch eine geschickte Prozessführung mit ausgetüftelter Vorwärmung und Zwischenüberhitzung dafür gesorgt, dass die Temperaturdifferenzen zwischen der jeweiligen Wärmequelle und dem Arbeitsmedium über den gesamten Aufheizprozess möglichst niedrig bleiben.

Wenn man nun aus diesem insbesondere auch im Niedertemperaturbereich optimierten Prozess Wärme nicht auf dem Temperaturniveau des verfügbaren Kühlwassers (z.B. 30°C) sondern auf dem schon deutlich höherem Niveau des Fernwärmeverlaufes (90 bis 150°C und höher) abzweigt, dann kann die im Fernwärmewasser noch enthaltene Exergie (vgl. Kapitel I.2) nicht mehr zur Stromerzeugung eingesetzt werden, und der elektrische Wirkungsgrad sinkt entsprechend.

Die elektrischen Wirkungsgrade moderner Kohlekraftwerke, die üblicherweise als reine Dampfkraftwerke konzipiert sind, liegen heute bei etwa 45%, und 50% werden anvisiert. Moderne Gaskraftwerke werden jedoch zunehmend als kombiniertes Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) betrieben. Dann ergibt sich derzeit ein elektrischer Wirkungsgrad von 58% [8], und Anlagen mit geplanten 60% sind bereits im Bau [9]⁵.

(2) Anlagen mit niedrigem elektrischem Wirkungsgrad und direkter Abwärmenutzung:

Hierzu gehören motorgetriebene Heizkraftwerke, die man als Blockheizkraftwerk (BHKW) bezeichnet, und

⁵ Die unter genormten Bedingungen gemessenen optimalen Wirkungsgrade werden jedoch in der industriellen Praxis häufig unterschritten, wobei die jahreszeitlichen Kühlbedingungen, Abweichungen vom optimalen Arbeitspunkt, häufiges An- und Abfahren der Anlage sowie Alterung eine Rolle spielen. Für die auf die Zukunft gerichteten prinzipiellen Überlegungen in diesem Kapitel gehen wir jedoch sowohl für KWK-Anlagen als auch für Kraftwerke jeweils von den optimalen Norm-Wirkungsgraden aus (u.a. auch, weil nur diese allgemein zugänglich sind).

Gasturbinenanlagen, die es wegen ihrer immer noch sehr hohen Abgastemperatur nur auf eine Stromausbeute von maximal ca. 38% bringen, was für den Edel-Energieträger Erdgas vergleichsweise wenig ist. Auch beim BHKW fallen das Abgas und die Motorabwärme der Otto- oder Dieselmotoren bereits auf einem so hohen Temperaturniveau an, dass der elektrische Wirkungsgrad schon von vorneherein nur wenig mehr als die Hälfte bis bestenfalls knapp Zweidrittel eines technisch optimierten GuD-Kraftwerkes beträgt, also vergleichsweise schlecht ist. Bei diesen Anlagen hat man also von vorneherein auf die thermodynamisch gebotene Ausnutzung des Niedertemperaturbereiches zur Stromerzeugung verzichtet. Dann trifft es sich natürlich gut, wenn sich für die zunächst auf verschwenderisch hohem Temperaturniveau anfallende Abwärme doch noch eine Nutzung über die Fernwärme ergibt.

Für die Beheizung einzelner Gebäude wurden in letzter Zeit kleinere, meist motorgetriebene KWK-Anlagen entwickelt. Hier wird also wie bei einer üblichen Feuerungsstätte die Wärme dezentral, direkt beim Wärmeverbraucher erzeugt. Die Bezeichnung „Strom erzeugende Heizung (SeH)“ ist deshalb von der Aufgabenstellung her durchaus angebracht, von der verwendeten Technik her kann man die SeH jedoch als kleine Blockheizkraftwerke, eben als Mini-BHKW oder auch Mikro-BHKW bezeichnen. Die kleinen Diesel- und Ottomotoren besitzen Wirkungsgrade im Bereich von etwa 20% bis 30%, wie man sie auch bei entsprechenden Fahrzeugmotoren antrifft. Es verwundert nicht, dass sie noch einmal deutlich schlechter sind als die elektrischen Wirkungsgrade der größeren stationären Anlagen in den für die Fernwärme ausgelegten BHKW (30% bis 35%).

3.1–b Zentrale und dezentrale Anlagen

Wir bezeichnen eine Anlage dann als „dezentral“, wenn die Wärme direkt am Erzeugungsort in die Heizungsanlage eingespeist wird, und als „zentral“, wenn die produzierte Wärme über Fernwärmeleitungen abgegeben werden muss. Dann lassen sich die folgenden Eigenschaften zuordnen:

(1) Dezentrale KWK

- Niedrige Vorlauftemperaturen erreichbar, wenn das Gebäude thermisch saniert ist und die Heizkörper großzügig ausgelegt sind (besonders günstig bei Flächenheizungen).
- Rücklauftemperaturen dann so niedrig, dass eine Abgaskondensation in der KWK-Einheit oder in einem gesonderten Abgaswärmetauscher (z.B. auch als Kaminwärme) möglich ist. Die Restwärme des Abgases kann dann weitgehend genutzt und somit eine Wärmenutzung wie bei einem Brennkessel⁶ erreicht werden.
- Individuelle Anpassung der Vorlauftemperatur schöpft exergetisches Einsparpotenzial aus.
- Dezentrale Stromeinspeisung vermeidet Netzverluste.
- Die Strom erzeugende Heizung (SeH) ist z.B. eine wirklich dezentrale KWK [10].

(2) Zentrale KWK

- Hohe Vorlauftemperatur notwendig, die in einem Fernwärmenetz nach dem „Geleitzugprinzip“ von dem Verbraucher mit den höchsten Ansprüchen bestimmt wird. Weiterhin müssen die Temperaturdifferenzen an den Wärmetauschern und die Abkühlung bis zum letzten Verbraucher berücksichtigt werden. Da die Fernwärme zu jeder Zeit die Warmwasserversorgung sicherstellen muss, ergibt sich selbst bei der Versorgung eines reinen Wohngebietes keine Chance für niedrige Vorlauftemperaturen.
- Keine niedrige Rücklauftemperatur möglich, da alle (warmen und kalten) Rückläufe vermischt werden. Daher gilt: Bei zentraler Fernwärme ist in der Regel keine Brennwertnutzung möglich.

⁶ Die erst seit Mitte der 1990er Jahre verbreiteten „Brennwertkessel“ nutzen im Gegensatz zu früheren Kesseln durch Absenkung der Abgastemperatur auch noch die Kondensationswärme des in den Abgasen enthaltenen Wasserdampfes aus; diese beträgt bei Erdgas 11% des Heizwertes. So entstehen Wirkungsgrade von über 100% der auf den Heizwert des Brennstoffs bezogenen Wärmemenge. (Der Brennwert von Erdgas ist 111% seines Heizwertes).

- Erhebliche Investitionen in den Bau des Fernwärmenetzes, zumal die Gebiete mit hoher Wärmebedarfsdichte meist schon angeschlossen sind.
- Zusätzlicher betrieblicher Aufwand für Pumpen und Leitungsverluste.

Fazit: Die dezentrale Strom erzeugende Heizung zeichnet sich bei allerdings niedrigen elektrischen Wirkungsgraden durch eine (zumindest mögliche) Wärmeausnutzung wie in einem Brennwertkessel aus. Eine (zentrale) Fernwärmeversorgung ist dagegen durch eine schlechte Wärmeausnutzung bei etwas günstigerem elektrischem Wirkungsgrad gekennzeichnet.

3.1-c Die KWK im Sommer und Winter

Das grundsätzliche Dilemma der gekoppelten Produktion liegt in der jahreszeitlichen Schwankung des Wärmebedarfs bei der Heizung der Häuser. Die industriellen Anwendungen sind davon kaum betroffen, und deshalb sind die wirksamsten Anlagen der KWK bei der Industrie zu finden. In der Zukunft könnte eine vermehrte Anwendung von Adsorptions-Kältemaschinen auch zu einer gewissen Wärmeausnutzung bei der Klimatisierung von Gebäuden im Sommer führen. Wegen der trotzdem verbleibenden starken jahreszeitlichen Schwankung der Wärmenachfrage muss die betreffende Anlage

- entweder nur einen mittleren Teil der Wärmenachfrage abdecken und einen beachtlichen Rest dem Spitzenkessel überlassen
- oder dennoch einen großen Teil der Wärmenachfrage abdecken, aber dafür wegen der geringen Zahl der Volllaststunden im KWK-Betrieb ihr Geld mit Spitzenstrom verdienen.

Beide Alternativen wirken sich bei der zentralen Fernwärmeversorgung negativ auf die Energiebilanz aus.

Bei der dezentralen Strom erzeugenden Heizung mit Brennwertnutzung, bei der als Spitzenkessel ebenfalls ein Brennwertkessel eingesetzt wird, führt die als erste Alternative genannte knappe Auslegung zu keinem Energiedefizit. Wegen ihres besonders niedrigen elektrischen Wirkungsgrades schlägt hier jedoch jede Spitzenstromerzeugung besonders negativ auf die Energiebilanz durch.

Die geringe Auslastungszeit ist für die gekoppelte Produktion ein schwer wiegender wirtschaftlicher Faktor, der aber in der vorliegenden Studie nicht näher untersucht wird.

3.2 Vergleich: Erdgas-KWK und getrennte Strom- und Wärmeerzeugung

Im Folgenden wollen wir für den Primärenergieträger Erdgas unterschiedliche KWK-Anlagen mit der getrennten Erzeugung von Strom im GuD-Kraftwerk und von Wärme im Brennwertkessel oder von Wärme mit Wärmepumpen vergleichen. Wir stellen uns dabei das folgende *Modernisierungs-Szenario* vor: Einige bestehende alte Kraftwerke sollen durch moderne Erdgas-Anlagen ersetzt werden und eine sehr große Zahl von alten Heizungsanlagen ebenfalls. Wir betrachten neue KWK-Anlagen und vergleichen sie mit zwei Referenzfällen:

(1) KWK-Untersuchungsfall:

Alte Heizungsanlagen und alte Kraftwerke werden durch neue KWK-Anlagen und die im Regelfall zur vollen Wärmeversorgung zusätzlich notwendigen Spitzenlastkessel der Versorger verdrängt. Bei zentralen KWK-Anlagen bringen Fernwärmenetze die Wärme an die Orte der verdrängten Heizungsanlagen.

(2) *Erster Referenzfall (s. Abschnitt 3.2-a):*

Die alten Heizungskessel werden durch moderne Erdgas-Brennwertkessel ersetzt, und es findet ein Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken statt, die dieselbe Strommenge liefern sollen wie die KWK-Anlagen des Untersuchungsfallles.

(3) *Zweiter Referenzfall (s. Abschnitt 3.2-b):*

Die alten Heizungskessel werden durch moderne Wärmepumpen ersetzt, und es findet ein Zubau von GuD-Kraftwerken statt, die die Strommenge der KWK-Anlage im Untersuchungsfall plus die für den Betrieb der Wärmepumpen nötige Strommenge liefern sollen.

Das Energieflussbild des KWK-Versorgers ist in Abb.1 dargestellt: In einem Abrechnungszeitraum (z.B. ein Jahr) speist die Erdgaswärme Q_0^V mit den in Abb.1 bezeichneten Anteilen die KWK-Anlage und den Spitzenkessel.

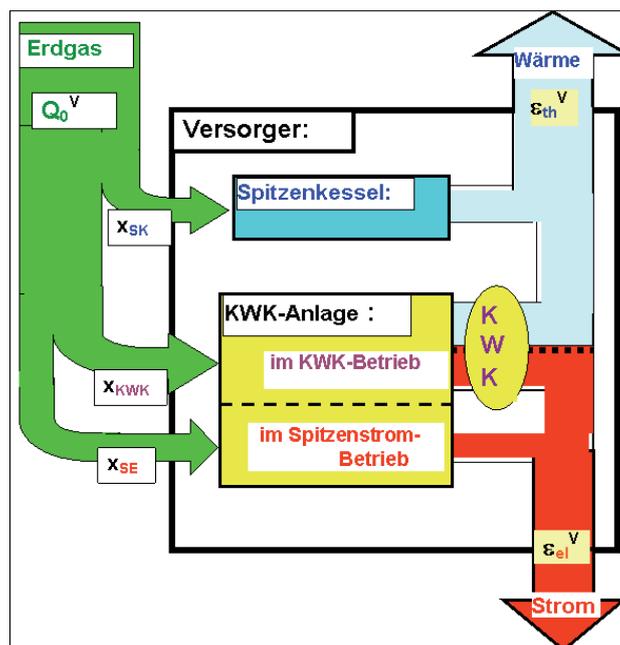


Abb. 1: Vollständige Wärme- und Stromproduktion eines Fernwärmeversorgers.

Die KWK-Anlage verbraucht im eigentlichen „KWK-Betrieb“, in dem also Strom und Nutzwärme gekoppelt produziert werden, den Anteil x_{KWK} von Q_0^V und für die zeitweise Lieferung von Spitzenstrom ohne Wärmenutzung den Anteil x_{SE} ; den restlichen Anteil x_{SK} des Erdgaseinsatzes Q_0^V benötigt der Versorger für den Betrieb des Spitzenkessels in den Zeiten, in denen die KWK-Anlage alleine den Wärmebedarf nicht mehr decken kann. Die zeitweise Lieferung von Spitzenstrom und Spitzenkessel-Wärme dürfen neben dem meist herausgestellten „Paradefall“ des reinen KWK-Betriebes bei einer vollständigen Energiebilanz nicht vergessen werden. Insgesamt wandelt der KWK-Versorger die eingesetzte Primärenergie Q_0^V mit einem thermischen Wirkungsgrad ε_{th}^V zu Wärme und mit einem elektrischen Wirkungsgrad ε_{el}^V zu Strom um. Die gesamte Brennstoffausnutzung des KWK-Versorgers ergibt sich als Summe:

$$\varepsilon_{ges}^V = \varepsilon_{el}^V + \varepsilon_{th}^V.$$

3.2-a Vergleich mit GuD-Anlage und Brennwertkessel

Die getrennte Erzeugung wird beschrieben durch den elektrischen Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerkes η_{el}^{GuD} und den thermischen Wirkungsgrad des Brennwertkessels, für den wir 105% einsetzen (s. [1] Abschnitt 6.21).

Einschub: Herleitung der Primärenergiefaktoren ([1], [3])

Die Abbildung 1 symbolisiert für einen KWK-Versorger den Zusammenhang zwischen den Umwandlungswirkungsgraden ε bzw. η und den mittleren jährlichen Anteilen x mit dem Wärme-Output W^V , dem elektrischen Output E^V und dem Primärenergie-Input Q_0^V :

$$\begin{aligned}
 (1) \quad W^V &= \varepsilon_{th}^V Q_0^V \quad \text{mit} \quad \varepsilon_{th}^V = (\eta_{th}^{KWK} x_{KWK} + \eta_{th}^{SK} x_{SK}) \\
 (2) \quad E^V &= \varepsilon_{el}^V Q_0^V \quad \text{mit} \quad \varepsilon_{el}^V = (\eta_{el}^{KWK} x_{KWK} + \eta_{el}^{SE} x_{SE}) \\
 (3) \quad \varepsilon_{ges}^V &= \varepsilon_{el}^V + \varepsilon_{th}^V \\
 (4) \quad x_{KWK} + x_{SK} + x_{SE} &= 1
 \end{aligned}$$

Hier beziehen sich die Indizes *KWK*, *SK* und *SE* auf die gekoppelte Produktion, die Wärmeproduktion des Spitzenkessels und die ungekoppelte Elektrizitätsspitze; der Index *V* bezeichnet den gesamten Versorger und die Indizes *th*, *el* und *ges* stehen für „thermisch“, „elektrisch“ und „gesamt“. Bei der getrennten Erzeugung werden die Primärenergie für die GuD-Anlage, $Q_0^{(E)}$, mit dem Wirkungsgrad η_{el}^{GuD} und die Primärenergie für den Brennwertkessel, $Q_0^{(W)}$, mit dem Wirkungsgrad η_{th}^{BK} ausgenutzt:

$$\begin{aligned}
 (5) \quad W &= \eta_{th}^{BK} Q_0^{(W)} \\
 (6) \quad E &= \eta_{el}^{GuD} Q_0^{(E)}
 \end{aligned}$$

In einem detaillierten Vergleich werden $W^V=W$ und $E^V=E$ gesetzt und dann das Verhältnis f des Primärenergieverbrauches $Q_0 = Q_0^{(W)} + Q_0^{(E)}$ der getrennten Erzeugung zu demjenigen des Versorgers, Q_0^V , gebildet. Man addiert die Gleichungen (1)=(5) und (2)=(6) und bildet unter Beachtung von Gl.(3) das Verhältnis

$$(7) \quad f = \frac{Q_0}{Q_0^V} = \frac{\varepsilon_{ges}^V}{\eta_{th}^{BK}} + \varepsilon_{el}^V \left(\frac{1}{\eta_{el}^{GuD}} - \frac{1}{\eta_{th}^{BK}} \right)$$

Der Primärenergiefaktor f charakterisiert den Mehraufwand an Primärenergie bei getrennter Produktion von Strom und Wärme. Die Wirkungsgrade ε^V des Versorgers berücksichtigen die Primärenergie-Anteile x_{SK} und x_{SE} für Spitzenkessel und ungekoppelte Stromlieferung. Betrachtet man den reinen Koppelbetrieb, also $x_{SK} = x_{SE} = 0$, so wird aus f der Primärenergiefaktor f_0 dieses „Paradefalles“:

$$(8) \quad f_0 = \frac{\eta_{ges}^{KWK}}{\eta_{th}^{BK}} + \eta_{el}^{KWK} \left(\frac{1}{\eta_{el}^{GuD}} - \frac{1}{\eta_{th}^{BK}} \right),$$

wobei $\eta_{ges}^{KWK} = \eta_{th}^{KWK} + \eta_{el}^{KWK}$ die gesamte „Brennstoffausnutzung“ im reinen Koppelbetrieb bezeichnet. Den Einfluss der Anteile x_{SK} und x_{SE} kann man verdeutlichen, wenn man unter Beachtung von Gl. (1) bis Gl. (3) zur Beschreibung des Versorgers die Anteile x_{SK} und x_{SE} sowie den Primärenergiefaktor f_0 des „Paradefalles“ gemäß Gl. (8) verwendet. Aus Gl. (7) wird dann

$$(9) \quad f = f_0 - x_{SK} \left(f_0 - \frac{\eta_{th}^{SK}}{\eta_{th}^{BK}} \right) - x_{SE} \left(f_0 - \frac{\eta_{el}^{SE}}{\eta_{el}^{GuD}} \right).$$

Der Primärenergiefaktor f ist also eine lineare Funktion der Primärenergie-Anteile x_{SE} (Elektrizität) und x_{SK} (Wärme), um die der tatsächliche Betrieb des Versorgers vom reinen Koppelbetrieb abweicht.

Als Referenz sollen sie den gleichen Strom und die gleiche Nutzwärme erzeugen, die der Fernwärme-
produzent als Versorger für Strom und Wärme liefert. Aus dieser detaillierten Gleichheit lassen sich über die
Wirkungsgrade die jeweiligen Brennstoffeinsätze berechnen und zum gesamten Brennstoffeinsatz Q_0 der
getrennten Erzeugung von Strom und Wärme zusammenzählen. Das Verhältnis von Q_0 zu Q_0^V wird im
Folgenden als Primärenergiefaktor f bezeichnet:

$$f = Q_0 / Q_0^V .$$

Die Primärenergie-Einsparung durch den KWK-Versorger ist also

$$(Q_0 - Q_0^V) / Q_0 = 1 - 1 / f .$$

Bei der gesetzlich festgelegten Förderung von KWK-Anlagen wird nur der eigentliche KWK-Betrieb
betrachtet. Der Primärenergiefaktor f bezieht sich dann auf den Spezialfall, dass die Primärenergie, die der
Versorger für Spitzenstrom und Spitzenkessel einsetzt, aus der Betrachtung ausgeklammert wird. Dies ist
gleich bedeutend damit, dass in unserer Betrachtung die Anteile x_{SE} und x_{SK} auf Null gesetzt werden. Den
für diesen Parafall sich ergebenden Primärenergiefaktor bezeichnen wir mit f_0 .

Gemäß der EU-Richtlinie 2004/74/EG [11] wird im Hinblick auf staatliche Subventionen zur Bewertung der
KWK die Primärenergieeinsparung durch die eigentliche KWK, PEE, herangezogen. Sie ist

$$PEE = 1 - 1 / f_0 .$$

Bei einem Systemvergleich zwischen einer KWK und einer getrennten Versorgung mit Strom und Wärme
muss der Spitzenkessel des KWK-Versorgers berücksichtigt werden, der bei einem Fernwärmenetz kaum
über einen Wirkungsgrad $\eta_{th}^{SK} = 90\%$ hinauskommt. Mit ihm konkurriert dann der dezentrale Brennwert-
kessel mit $\eta_{th}^{BK} = 105\%$. Daher ist es interessant, den Einfluss der Anteile x_{SK} und x_{SE} direkt anzugeben.

Als Beispiel ist in Abb. 2 für die 1-MW-KWK-Anlage „BHKW_1M“ aus Tabelle 1 der Faktor f für den Energie-
aufwand bei getrennter Erzeugung in Abhängigkeit von x_{SK} , dem Anteil des Brennstoffeinsatzes für den
Spitzenkessel, dargestellt. Die einzelnen parallelen Geraden gelten für unterschiedliche Beiträge des
erzeugten Spitzenstromes, dessen Anteil x_{SE} aus dem hierfür erforderlichen Gaseinsatz errechnet wird.

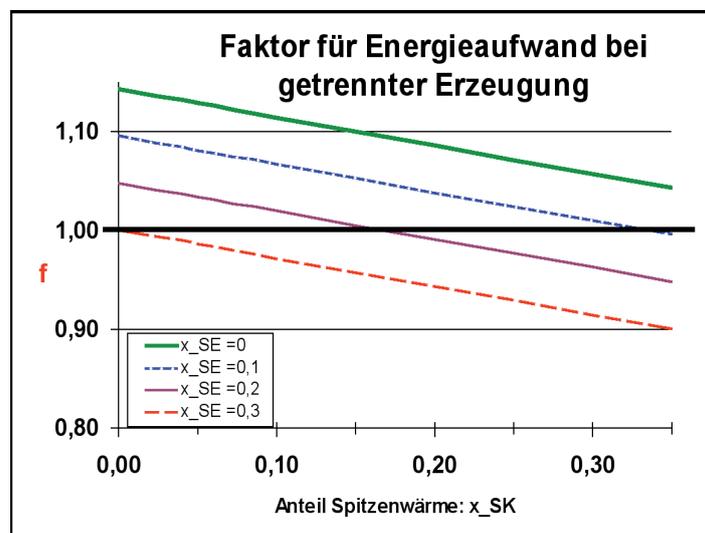


Abb. 2: Einfluss von Spitzenwärme und Spitzenstrom auf den Faktor f .
Vergleich des „BHKW_1M“ aus Tabelle 1 mit GuD ($\eta_{GuD} = 0.585$) und Brennwertkessel ($\eta_{BK} = 1.05$).

Im Paradedfall ohne Spitzenwärme ($X_{SK} = 0$) und ohne Spitzenstrom ($X_{SE} = 0$) ergibt sich für die getrennte Erzeugung ein Mehraufwand von 14% ($f_0 = 1.14$). Dieser Mehraufwand verwandelt sich mit zunehmendem Anteil X_{SK} der Spitzenwärme in einen Minderaufwand. Obwohl es sich also bei dem in Abb. 2 dargestellten BHKW um eine sehr fortschrittliche Anlage handelt (der elektrische Wirkungsgrad des Motors liegt mit 39% sehr hoch) ergibt sich selbst im Paradedfall, dem streng wärmegeführten Betrieb ohne zusätzlichen Spitzenkessel, nur ein Mehraufwand von 14% für die getrennte Erzeugung. Da es sich um eine zentrale Fernwärmeversorgung handelt, kann die Kondensationswärme des Erdgases weder bei der KWK-Anlage noch beim Spitzenkessel genutzt werden, und die Brennstoffausnutzung erreicht daher selbst im Paradedfall nur 89% (s. Tab.1, Spalte 3).

Bei einem derart günstigen elektrischen Wirkungsgrad kann man davon ausgehen, dass das BHKW nicht nur bei Wärmebedarf seinen Strom ins Netz liefert. Bei einem angenommenen Spitzenkesselanteil von $X_{SK} = 16\%$ und einer Spitzenstromerzeugung von $X_{SE} = 20\%$ ergibt sich $f = 1.0$ (Abb. 2), d.h. dann erbringt selbst diese sehr fortschrittliche KWK-Anlage keinen energetischen Vorteil mehr gegenüber dem Referenzfall.

Wir betrachten nun eine Auswahl von Erdgas-KWK-Anlagen und vergleichen sie mit dem Referenzfall der getrennten Erzeugung von Strom in einem GuD-Kraftwerk und dezentraler Wärme in einem Brennwertkessel. Hierzu übernehmen wir die in der erwähnten UBA-Studie [5] aufgeführten Beispiele⁷ und ergänzen sie noch um eine Erdgas-Gegendruck-KWK (200 MW) [8] und ein modernes Mini BHKW mit weitgehender Brennwertnutzung (MEPHISTO, 20 kW) [10].

Strom /Wärme Erzeuger	KWK-Anlage im gekoppelten Betrieb und im Spitzenlastbetrieb								Gesamter Versorger			
	gekoppelter Betrieb				ungekoppelte Spitze mit: $X_{SE} = X_{SK} = 0.1$				(siehe Bild 1)		Brennstoffausnutzung	PE-Faktor getrennte Erzeugung
	η_{el}	η_{ges}	Input Daten-Quelle	f_0	η_{SE}	x_{SE}	η_{SK}	x_{SK}	ϵ_{el}	ϵ_{th}	ϵ_{ges}	f
GuD	0,585	0,585	A		0,585	1	0	0	0,585	0	0,585	
GegenP200M	0,460	0,90	A	1,21	0,46	0,1	0,90	0,1	0,41	0,44	0,86	1,13
GuD Erdgas,100 MW	0,445	0,89	B	1,18	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,45	k.A.	k.A.
BHKW_1M	0,390	0,89	B	1,14	0,390	0,1	0,90	0,1	0,35	0,49	0,84	1,07
Mephisto_20k	0,315	1,05	C	1,24	0,32	0,1	1,05	0,1	0,28	0,69	0,98	1,14
GuD24M	0,363	0,86	B	1,09	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,49	k.A.	k.A.
GT_10M	0,311	0,83	B	1,03	0,311	0,1	0,90	0,1	0,28	0,51	0,79	0,96
BHKW_50k	0,293	0,88	B	1,06	0,293	0,1	0,90	0,1	0,26	0,56	0,82	0,98
Mikro_9k	0,243	0,98	B	1,12	0,243	0,1	0,98	0,1	0,22	0,69	0,91	1,03
Mikro_3k	0,157	0,94	B	1,01	0,157	0,1	0,94	0,1	0,14	0,72	0,86	0,93
Mikro_0.8k	0,104	0,90	B	0,94	0,104	0,1	0,90	0,1	0,09	0,73	0,82	0,85
BrenwertKessel	0	1,05			0	0	1,05	1	0	1,05	1,05	
StandardKessel	0	0,90			0	0	0,90	1	0	0,9	0,9	

Tabelle 1: Vergleich von KWK-Anlagen unterschiedlicher Größe von 200 MW_{el} bis 0,8 kW_{el} mit der getrennten Erzeugung von Strom in einem GuD-Kraftwerk und Wärme in einem Brennwertkessel (Details zur Berechnung siehe [1]). Input Datenquellen: A= [8]; B= [5]; C= [10]

Tabelle 1 gibt eine Übersicht der für unsere Betrachtung wesentlichen Grundeigenschaften dieser Anlagen. Der PE-Faktor für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung wird zunächst für den Paradedfall des gekoppelten Betriebes als f_0 (Spalte 5) errechnet, und der Einfluss der Erzeugung von Spitzenstrom und Spitzenwärme auf den PE-Faktor f (letzte Spalte) des Gesamt-Versorgers für ein festes Beispiel, $X_{SK} = X_{SE} = 0.1$, dargestellt. (Der allgemeine Fall wird in [1] behandelt.)

⁷ A.a.O., hier S.158, Tab.5.1

Aus Tabelle 1 kann man folgendes entnehmen:

- Selbst im Parade Fall des reinen KWK-Betriebes der Anlage liegt der Mehraufwand an Primärenergie bei getrennter Erzeugung von Strom in einem modernen GuD- Kraftwerk und Wärme in einem ordnungsgemäß eingestellten Brennkessel selten über 20%, in einigen Fällen werden jedoch nicht einmal 10% erreicht.
- Bei korrekter Einbeziehung des vom KWK-Versorger bei vernünftiger Auslegung seiner Anlage benötigten Spitzenkessels und bei Berücksichtigung von Spitzenstrom ohne Wärmenutzung ergibt sich eine deutliche Verschlechterung für die KWK-Seite. Im angeführten Beispiel eines jeweils 10-prozentigen Brennstoffeinsatzes für Spitzenwärme und Spitzenstrom ist praktisch nur noch in Einzelfällen ein deutlicher Vorteil der KWK zu erkennen.

Zur Wahl der Werte für X_{SE} und X_{SK} : Für die vollständige Erfassung der in der Praxis vorkommenden Brennstoffanteile für ungekoppelte reine Strom- (X_{SE}) und reine Wärmeerzeugung (X_{SK}) fehlt die statistische Grundlage. Das hier gewählte Beispiel $X_{SE} = X_{SK} = 0,1$ beschreibt eine geringfügige Abweichung vom Fall der reinen Koppelproduktion. Selbst diese kleine Abweichung führt zu der beschriebenen Verschlechterung der KWK-Position im Vergleich zur getrennten Erzeugung.

Fazit: Die Versorgung mit Strom und Wärme unter Einsatz von KWK-Anlagen ist der getrennten Versorgung keineswegs immer überlegen. Es kommt dabei nicht nur auf die Anlagen sondern in einem erheblichen Ausmaße auch auf die Betriebsweise an.

3.2–b Vergleich mit GuD-Anlage und elektrischer Wärmepumpe

Thermodynamisch optimiertes Heizen kann sowohl durch KWK als auch durch Wärmepumpen realisiert werden. Bei thermodynamischen Prozessen nahe dem Optimum wäre eine KWK mit der gezielten Abwärmenutzung auf dem Temperaturniveau der Wärmeanwendung kaum noch zu verbessern. In der industriellen Praxis mit wohl definiertem Dampfbedarf wird eine streng wärmegeführte (!) KWK auch in der Regel energetisch konkurrenzlos bleiben.

Anders sieht es im Gebäudebereich aus: Bei der Fernwärme kann wegen des Geleitzugbetriebes und anderer Einschränkungen (siehe [1] Abschnitt 6.2) kein qualitativer Nutzen aus den Bemühungen zur Verminderung der exergetischen Anforderungen eines einzelnen Gebäudes gezogen werden. Bei der Wärmepumpe kann hingegen jeder Fortschritt bei der Verminderung der Exergieanforderung an die Heizwärme (also niedrige Vorlauftemperatur, niedrige Rücklauftemperatur, Ausnutzung von Aufwärmprozessen, kleine Temperaturdifferenzen an den Wärmetauschern (siehe Kapitel I.2) sofort in einen besseren Wirkungsgrad der Wärmepumpe umgesetzt werden.

Als Vergleich zum Erdgasbedarf Q_0^V eines KWK-Versorgers betrachten wir nun als Referenzfall den Erdgaseinsatz Q_0 in einem GuD-Kraftwerk, das dieselbe Strommenge wie die KWK-Anlage (KWK-Betrieb und Spitzenstrom) ins Netz liefert und zusätzlich den Strombedarf für die dezentralen Wärmepumpen deckt, die alle zusammen die gleiche Wärmemenge wie der Fernwärmeversorger liefern. Wir vergleichen also bei exakt gleicher Versorgungsaufgabe den betrieblichen Gaseinsatz der beiden Versorgungssysteme.

An die weiter oben aufgestellten Gleichungen können wir direkt anknüpfen, indem wir den dortigen thermischen Wirkungsgrad eines Brennkessels, η_{th}^{BK} , durch η_{th}^{WP} , den thermischen Wirkungsgrad der Wärmepumpe in Bezug auf den Gaseinsatz im GuD-Kraftwerk, ersetzen. Die Größe η_{th}^{WP} ist das Produkt aus dem Wirkungsgrad η_{el}^{GuD} des GuD-Kraftwerkes und der Jahresarbeitszahl JAZ der Wärmepumpe:

$$\eta_{th}^{WP} = \eta_{el}^{GuD} \cdot JAZ$$

Im Systemvergleich wirkt die Wärmepumpe also wie ein „Superkessel“ mit einem herausragenden thermischen Wirkungsgrad η_{th}^{WP} . In Tabelle 2 sind hierfür einige Zahlenwerte angegeben, die man im Vergleich zum thermischen Wirkungsgrad eines Brennwertkessels, bestenfalls $\eta_{th}^{BK} = 1.1$, sehen muss. Die Kombination von GuD-Kraftwerk und Wärmepumpe ergibt für den zentralen Erdgaseinsatz im Kraftwerk zur dezentralen Wärmeerzeugung hohe thermische Wirkungsgrade.

JAZ	3	3,5	4	4,5	5	5,5
η_{el}^{GuD}	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585
η_{th}^{WP}	1,76	2,05	2,34	2,63	2,93	3,22

Tab. 2: Effektiver thermischer Wirkungsgrad von Wärmepumpen, bezogen auf den Erdgasverbrauch des modernen Stromerzeugers (GuD) als Funktion ihrer Jahresarbeitszahl.

Nun vergleichen wir die KWK-Anlagen aus Tabelle 1 mit einer getrennten Erzeugung von Strom aus einem GuD-Kraftwerk und von Wärme aus Wärmepumpen, die ihren Strom aus dem betrachteten GuD-Kraftwerk beziehen. Wir legen dabei eine derzeit gute, aber in Zukunft vermutlich nur noch mittelmäßige Jahresarbeitszahl (JAZ) von 4 und dementsprechend ein $\eta_{th}^{WP} = 2.34$ zugrunde. In Tabelle 3 wird der PE-Faktor für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung zunächst für den Paradeffall des gekoppelten Betriebes als f_0 errechnet und dann der Einfluss der Erzeugung von Spitzenwärme und Spitzenstrom auf den PE-Faktor f des Gesamt-Versorgers wieder für das Beispiel $x_{SK} = x_{SE} = 0.1$ dargestellt.

Tabelle 3 zeigt, dass alle betrachteten KWK-Anlagen sogar im Paradeffall (ohne Spitzenwärme und -strom) der Kombination aus GuD-Kraftwerk und Wärmepumpe unterlegen sind. Bei einigen kleineren Anlagen fällt dieses Defizit sogar recht drastisch aus. Die KWK-Anlagen mit hohem elektrischem Wirkungsgrad, z.B. die 200-MW-Gegendruckanlage „GegenP_200M“, können zwar mit $f_0 = 0.97$ im Paradeffall noch fast mit der getrennten Erzeugung mithalten, aber die Wärmeeinspeisung aus dem Spitzenkessel und der Spitzenstrom verschlechtern die PE-Bilanz weiter.

Strom /Wärme Erzeuger	KWK-Anlage im gekoppelten Betrieb und im Spitzenlastbetrieb								Gesamter Versorger			
	gekoppelter Betrieb				ungekoppelte Spitze mit: $x_{SE} = x_{SK} = 0.1$				(siehe Bild 1)		Brennstoffausnutzung	PE-Faktor getrennte Erzeugung
	η_{el}	η_{ges}	Input Daten-Quelle	f_0	η_{SE}	x_{SE}	η_{SK}	x_{SK}	ϵ_{el}	ϵ_{th}	ϵ_{ges}	f
GuD	0,585	0,585	A		0,585	1	0	0	0,585	0	0,585	
GegenP200M	0,460	0,90	A	0,97	0,46	0,1	0,90	0,1	0,414	0,44	0,86	0,90
GuD Erdgas,100 MW	0,445	0,89	B	0,95	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,45	k.A.	k.A.
BHKW_1M	0,390	0,89	B	0,88	0,390	0,1	0,90	0,1	0,351	0,49	0,84	0,81
Mephisto_20k	0,315	1,05	C	0,85	0,315	0,1	1,05	0,1	0,284	0,69	0,98	0,78
GuD24M	0,363	0,86	B	0,83	k.A.	0,1	0,90	0,1	k.A.	0,49	k.A.	k.A.
GT_10M	0,311	0,83	B	0,75	0,311	0,1	0,90	0,1	0,280	0,51	0,79	0,69
BHKW_50k	0,293	0,88	B	0,75	0,293	0,1	0,90	0,1	0,264	0,56	0,82	0,69
Mikro_9k	0,243	0,98	B	0,73	0,243	0,1	0,98	0,1	0,219	0,69	0,91	0,67
Mikro_3k	0,157	0,94	B	0,60	0,157	0,1	0,94	0,1	0,141	0,72	0,86	0,55
Mikro_0.8k	0,104	0,90	B	0,52	0,104	0,1	0,90	0,1	0,093	0,73	0,82	0,47
Brennwertkessel	0	1,05					1,05	1				
Wärmepumpe	0	2,34										

Tab. 3:

Vergleich der KWK-Anlagen aus Tab. 1 mit der getrennten Stromerzeugung aus zentralen GuD-Kraftwerken und daraus gespeisten Wärmepumpen. (Details siehe [1]). Input-Datenquellen wie in Tabelle 1.

Fazit: Geht man davon aus, dass bauseits und gerätetmäßig noch ein beträchtliches Entwicklungspotenzial für das thermodynamisch optimierte Heizen mit Wärmepumpen besteht, kann man festhalten: Die KWK unterliegt im energetischen Wettbewerb mit GuD-Kraftwerk und Wärmepumpe und wird wohl in Zukunft eher noch weiter zurückfallen.

3.2-c Zusammenfassung des Abschnitts 3.2:

Ein genauer Vergleich verschiedener Erdgas-KWK-Anlagen (sowohl Anlagen zur zentralen Versorgung mit Fernwärme als auch solche zur dezentralen Wärmeversorgung) mit der getrennten Strom- und Wärmeversorgung aus Erdgas hat ergeben:

- Die getrennte Erzeugung mit GuD-Kraftwerk und Brennkessel ist im Allgemeinen nur wenig schlechter als die KWK und kann je nach Betriebsweise der KWK in einigen praktischen Fällen sogar etwas besser sein.
- Bei Anwendung von aus GuD-Kraftwerken gespeisten effizienten Wärmepumpen besteht jedoch in der Regel ein deutlicher energetischer Vorteil gegenüber der KWK.

Dieser Vergleich ist ein grundsätzliches physikalisches Argument. Es sieht von Nebeneffekten wie dem Wärmeverlust in Fernwärmenetzen, Stillstandzeiten, elektrischen Verlusten, Mehraufwand für die dezentrale Gasversorgung, benötigtem Pumpstrom und ähnlichem ab, die in der Praxis durchaus ins Gewicht fallen können. Es wird allerdings vorausgesetzt, dass die äußerst effizienten erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerke und („Brennwert“-) Heizkessel bzw. Wärmepumpen eingesetzt werden.

Der Kernpunkt des physikalischen Arguments ist folgender: Bei der Erzeugung von Strom und von Wärme für eine bestimmte Anwendung (d.h. eine bestimmte Wärmemenge auf ein bestimmtes Temperaturniveau bringen) kommt es nicht nur auf den Grad der Brennstoffausnutzung an. Vielmehr gibt es Systeme, die insgesamt weniger Brennstoff verbrauchen, weil sie bei hohem Wirkungsgrad der Stromerzeugung gleichzeitig das Anforderungsprofil für die Wärme passgenauer erfüllen.

3.3 Die KWK in der Energiepolitik und der öffentlichen Diskussion

Die KWK wird staatlich gefördert, da man davon ausgeht, dass sich mit ihr gegenüber einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom eine deutliche Energie- und CO₂-Einsparung ergibt (siehe z.B. [12]), was in diesem Kapitel kritisch hinterfragt wird.

Eine zur Förderung anstehende KWK-Anlage kann formal rechnerisch mit einer Vielfalt von Wärme- und Strom-Erzeugern verglichen werden. Bei Ausnutzung dieses Spielraums ist es möglich, sehr günstige CO₂-Einsparungswerte von 25-40%, manchmal sogar noch mehr, für die KWK zu errechnen⁸. Dies ergibt für den (meistens dargestellten) Mehraufwand für die getrennte Erzeugung gegenüber der KWK einen Faktor von 1,3 bis 1,6 und mehr⁹. Politik und Öffentlichkeit haben große Erwartungen hinsichtlich der Einsparpotenziale durch KWK entwickelt. Entsprechend hat die Bundesregierung beschlossen, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung von heute 12% auf 25% im Jahre 2020 zu verdoppeln. Sie fördert die Investition und den Betrieb von KWK-Anlagen durch das KWK-Gesetz [7] und durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG [13]. Da-

⁸ Vgl. etwa die Werbeschrift des Bundes-Umweltministeriums [12]

⁹ Die in den Tabellen 1 und 3 angegebenen Primärenergiefaktoren f_0 und f beziehen sich ebenfalls auf den Mehraufwand der getrennten Erzeugung gegenüber der KWK.

durch wird die KWK vor anderen Formen der Energie- und CO₂-Einsparung in besonderer Weise bevorzugt. Wir haben im Abschnitt 3.2 die Energieversorgung durch neue KWK-Anlagen mit derjenigen durch alternative neue Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme verglichen. Bei dieser realistischen Betrachtung ergaben sich für die KWK deutlich niedrigere Energieeinsparungen als bisher veröffentlicht.

Was wurde hier anders gemacht?

Die meisten konventionellen Betrachtungen unterscheiden sich von unserer Darstellung in einem oder mehreren der folgenden Punkte:

(1) Es werden oft Vergleiche zwischen nicht äquivalenten Größen angestellt:

- Wärme (geringer Exergiegehalt) und Strom (reine Exergie) werden einfach addiert, und diese „Brennstoffausnutzung“ wird dann als alleiniger Gütefaktor herangezogen,
- KWK-Strom aus Erdgas wird mit Strom aus Kohlekraftwerken verglichen,
- neue KWK-Anlagen werden alten Kraftwerken und Heizkesseln gegenüber gestellt,
- man erfreut sich an der „Abwärmenutzung“ und übersieht dabei, dass diese durch eine gravierende Einbuße am elektrischen Wirkungsgrad erkaufte ist.

(2) Es wird nur die Wärme aus der KWK-Anlage betrachtet und nicht die gesamte Fernwärmelieferung. – Der Beitrag des Spitzenkessels wird also aus der Bewertung ausgeklammert, obwohl er sehr wohl Teil der Energiebilanz sein muss (auch wenn er die Effizienz der Fernwärme verschlechtert).

(3) Es wird nicht die gesamte Stromerzeugung in der KWK-Anlage, sondern nur die Stromerzeugung im idealen wärmegeführten Betrieb mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion, bewertet. Die auch mit einer KWK-Anlage mögliche, herkömmliche Stromerzeugung ohne Wärmenutzung wird ausgeklammert. – Ein GuD-Kraftwerk punktet gegenüber einem BHKW vor allem bei der reinen Stromerzeugung. Wenn aber die deutsche Stromversorgung statt auf zusätzliche GuD-Anlagen vermehrt auf neue KWK-Anlagen setzt, dann übernehmen überalterte Kraftwerke oder eigentliche KWK-Anlagen die Rolle der nicht gebauten GuD-Kraftwerke und erzeugen zeitweilig Strom ohne Wärmenutzung. Daher darf dieser Bereich in der Bilanz nicht ausgeklammert werden.

(4) Als Vergleichswerte für die getrennte Erzeugung werden nicht die in Deutschland tatsächlich erreichten Wirkungsgrade moderner GuD-Kraftwerke und Brennwertkessel benutzt, sondern es werden die deutlich (etwa 10%) geringeren „europäischen“ Zahlenwerte der EU Entscheidung 2007/74/EG [14] übernommen.

(5) Bei Wärmepumpen wird mit dem Strombezug aus dem deutschen Strommix gerechnet. Wir legen stattdessen im Systemvergleich den Strombezug aus einem GuD-Kraftwerk zugrunde. – Bei einer neuen Erdgas-KWK-Anlage wird sowohl der Strom als auch die Wärme aus einer **neu** errichteten Anlage und aus Erdgas erzeugt. Zu einem korrekten Systemvergleich mit einer getrennten Erzeugung muss daher ebenfalls von modernen Erdgasanlagen ausgegangen werden. Diese bereits in der EU-Richtlinie 2004/8/EG [11] für den Fall von Kraftwerk und dezentralem Kessel festgelegte Vorgehensweise muss sinngemäß auch auf die Stromversorgung von dezentralen Wärmepumpen angewendet werden. Würde man die dezentralen Wärmepumpen im Systemvergleich mit dem Strom-Mix speisen, so würde man für die Energieversorgung der Wärmepumpen ja letztendlich nicht Erdgas sondern den Brennstoff-Mix der deutschen Stromerzeugung einsetzen. Im Übrigen werden bei der beabsichtigten Verlagerung von Erdgas aus der dezentralen Wärmeerzeugung in die Stromerzeugung ja auch tatsächlich neue GuD-Anlagen gebaut werden, falls KWK-Anlagen in geringerem Umfang zum Zuge kommen.

(6) Es werden die bereits in Abschnitt 3.2-c erwähnten Nebeneffekte berücksichtigt. – Dagegen ist grundsätzlich nichts einzuwenden. Da aber diese Nebeneffekte zum Teil entgegen gesetzt gerichtete Auswirkungen auf die Energiebilanz haben und zumeist doch nur pauschaliert angegeben werden, bleiben sie bei der auf die grundlegenden physikalischen Zusammenhänge ausgerichteten Betrachtung der vorliegenden Arbeit unberücksichtigt. Dies erlaubt eine einfachere Darstellung, aus der der Einfluss der wesentlichen Parameter klarer hervorgeht.

3.3-a Staatliche Förderung

Die staatliche Förderung einer KWK-Anlage setzt eine Vergleichsrechnung voraus, in der Energieeinsparungen nachgewiesen werden müssen. Im Hinblick auf nationale Festlegungen zur KWK-Förderung hat die EU in der Richtlinie EU 2004/8/EG [11] zwei wichtige und eigentlich selbstverständliche Grundsätze verankert (s. [1] Abschnitt 5, Bild 7):

- es dürfen nur Anlagen mit gleichem Primärenergieträger verglichen werden;
- zum Vergleich mit der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom ist die beste verfügbare und wirtschaftlich vertretbare Technologie heranzuziehen.

Der zweite Grundsatz wurde bei seiner Umsetzung in konkrete Zahlenwerte für die „beste Technologie“ in der EU-Entscheidung 2007/74/EG [14] wieder etwas verwässert. Eine Abschätzung ergibt, dass die formal angegebenen Vergleichswirkungsgrade für das Gaskraftwerk und den Gasheizkessel rund 10% schlechter sind, als es der derzeit verfügbaren Standardtechnologie entspricht. Eine nach der Richtlinie förderungswürdige „hocheffiziente“ Erdgas-KWK, die 10% Primärenergieeinsparung gegenüber den nach ihren Zahlenwerten bereits technisch überholten formalen Vergleichsanlagen erbringen muss, muss also tatsächlich nur noch etwa genauso effizient sein wie die getrennte Erzeugung von Strom in einem zentralen GuD-Kraftwerk und von Wärme in einem in Deutschland üblichen Brennwertkessel. Die Bezeichnung „hocheffizient“ ist also unangebracht und verwirrend, die Förderung setzt tatsächlich bereits beim status quo ein (Details siehe [1] Abschnitt 6).

KWK-Kleinanlagen werden nach der Richtlinie EU 2004/8/EG [11] bereits als „hocheffizient“ und dadurch förderungswürdig akzeptiert, wenn sie überhaupt zu einer rechnerischen Energieeinsparung führen. Berücksichtigt man die – wie oben erwähnt – zu niedrig angesetzten Vergleichswerte, so können KWK-Kleinanlagen bereits dann gefördert werden, wenn sie noch deutlich mehr Primärenergie benötigen als die getrennte Erzeugung.

3.3-b KWK-Betrieb und weiterführende Einsparungen

Eine bereits getätigte hohe Investition in die Wärmebereitstellung behindert die Motivation und die Wirtschaftlichkeit von weiteren Maßnahmen zur Energieeinsparung.

In einem Siedlungsgebiet erfolgt der Anschluss an eine Fernwärme sinnvoller Weise in koordinierter und gebündelter Form, auch wenn kein direkter Anschluss- und Benutzungszwang besteht. Es werden daher viele Haushalte die Maßnahmen zur thermischen Gebäudesanierung, die bei der Umstellung auf ein neues Heizsystem mit seinen hohen Kosten für die Leistungsbereitstellung eigentlich sinnvoll sind, nicht zeitgerecht durchführen. Eine nachträgliche Sanierung vermindert aber die Auslastung und damit die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgung.

Bei einer dezentralen KWK werden die Investitionskosten in einem erheblichen Ausmaß durch die Stromerlöse abgedeckt. Bei einer nachträglichen thermischen Sanierung wird eine zunächst optimal ausgelegte KWK-Anlage weniger „wärmegeführten“ Strom liefern. Den erwünschten geringeren Wärmekosten stünden also geringere Stromerlöse gegenüber. Besonders hoch sind die Erlöse bei einer Eigennutzung des Stromes: hier kann sich der kleine Stromproduzent den teuren Haushaltstarif und die zusätzliche KWK-Subvention gutschreiben; schon bei einem mäßigen elektrischem Wirkungsgrad verdient seine Anlage ihre Arbeitskosten auch ohne Wärmenutzung. Der Betreiber ist daher vor allem an einer hohen Auslastung seiner KWK-Anlage interessiert, eine thermische Sanierung ist für ihn ökonomisch nicht sinnvoll. Es besteht also die Gefahr, dass die KWK zur ökologischen Sackgasse wird.

Bei einer viel individueller zu konzipierenden Wärmepumpe wird der Hausbesitzer dagegen schon bei der Planung und Auslegung darauf gestoßen, durch vorherige thermische Sanierung seine Anlagenkosten zu reduzieren. Und auch bei einer nachträglichen Sanierung stehen der Einsparung an Betriebskosten wenigstens keine die Motivation behindernden Erlöseinbußen wie im Falle der KWK gegenüber.

3.4 Skizze zur Optimierung des Erdgaseinsatzes für Gebäudewärme

Kraft-Wärme-Kopplung ist eine moderne und thermodynamisch anspruchsvolle Form zur Gewinnung von Endenergie aus Brennstoffen. Eine allgemeine und alleine im Verfahren gründende Subventionswürdigkeit ist jedoch aus Gründen der Energieeinsparung nicht gegeben. Die KWK-Anlagen sollten sich dem ganz normalen Wettbewerb zur Energie- und CO₂-Einsparung stellen. Daher sollte man die Optimierungsfrage in der gebührenden Allgemeinheit stellen: Wie und in welchem Gesamtrahmen lässt sich Erdgas für die Wärmeversorgung im Gebäudebereich direkt oder indirekt am günstigsten einsetzen? Hierzu müssen auch für eine Förderung und Beschleunigung der notwendigen Optimierung die richtigen Signale ausgegeben werden.

3.4–a Vorschlag: Eingesparte Vergleichsenergie als Maß für den Zuschuss

Die KWK-Subventionierung erfolgt in Deutschland nach dem Prinzip „entweder voll oder gar nicht“: entweder liegen die Voraussetzungen des KWK-Gesetzes vor, dann erfolgt eine volle Förderung für jede Kilowattstunde, die in diesem Betriebszustand als „KWK-Strom“ erzeugt wird, oder aber es gibt überhaupt keine Förderung. Da die Anforderungen des KWK-Gesetzes wie gesagt sehr niedrig sind, kann es sogar vorkommen, dass eine Anlage, die mehr Erdgas verbraucht als eine äquivalente getrennte Erzeugung, trotzdem voll gefördert wird.

Dieses „Entweder-voll-oder-gar-nicht“-Prinzip wird übrigens auch bei den Einspeisetarifen für Erneuerbare Energien nach dem EEG angewendet und ist dort auch sinnvoll. Bei den Erneuerbaren Energien ist es nämlich gleichgültig, wie effizient die Anlage ist: Jede CO₂-frei produzierte Kilowattstunde ersetzt eine solche mit CO₂-Emission, und die Ressource ist nicht knapp.

Bei der KWK ist dies jedoch völlig anders: Hier werden knappe Energieträger eingesetzt, und der Einspareffekt lässt sich nicht an der produzierten Strommenge erkennen, sondern muss als Differenz zu den Referenzanlagen der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme berechnet werden.

Was liegt also näher, als diese nachgewiesene Einsparenergie als Maß für den Zuschuss zugrunde zu legen? Falls überhaupt subventioniert werden soll, plädieren wir gegen die bisherige Pauschalierung und für einen in der Energieeinsparung „linearen Tarif“. Dieser lineare Einspartarif lässt sich bei Bedarf je nach eingesetztem Energieträger differenzieren und auf alle Arten der thermodynamisch optimierten Wärmeerzeugung in gleicher Weise anwenden. Dies ermöglicht einen fairen Wettbewerb.

3.4–b Skizze zu einem Gesamtkonzept des Einsatzes von Erdgas mit folgenden Zielen

- (1) Direkten Erdgaseinsatz im Gebäudebereich zurückdrängen durch
 - thermische Sanierung der Gebäudehülle und Wärmerückgewinnung,
 - Auslegung der Wärmeübertrager (Heizkörper, Flächenheizung) auf kleine Temperaturdifferenzen zur Raumtemperatur,
 - Einsatz von Wärmepumpen,
 - Einsatz von Sonnenenergie zur Warmwassererzeugung im Sommer und zur Unterstützung des Niedertemperaturheizsystems im Winter.
- (2) Erdgaseinsatz im Strombereich ausweiten durch den Neubau von zentralen höchsteffizienten GuD-Anlagen, welche
 - indirekt durch den Antrieb von dezentralen Wärmepumpen auch einen großen Teil der Wärmeversorgung übernehmen,
 - durch bedarfsgerechte Wärmeauskopplung auch Fernwärme bereitstellen können,
 - alte Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen in der Mittel- und Grundlast verdrängen.
- (3) Erdgas zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung einsetzen, aber nur bei Ausnutzung des Brennwerteffektes und bei garantierter Beschränkung auf streng wärmegeführten Betrieb. Dann kann die dezentrale KWK einen auch elektrizitätswirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Abdeckung der saisonalen Leistungsspitze durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen leisten.

3.5 Zusammenfassung und Ausblick

In der Vergangenheit haben Politik und öffentliche Meinung die Vorzüge der KWK stark überhöht und ihre Nachteile offensichtlich nicht hinreichend einbezogen. Die vorliegende Untersuchung hat sich zur Aufgabe gestellt, die Messlatte am Beispiel der mit Erdgas betriebenen Anlagen an die modernen Gegebenheiten anzupassen.

Die KWK spart selbst im „Paradefall“ eines streng wärmegeführten Betriebes ohne zentralen Spitzenkessel in der Regel nur geringe Prozentsätze an Primärenergie gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom (GuD-Kraftwerk) und Wärme (Brennwertkessel) ein. Bei Berücksichtigung der bei vernünftiger Planung ökonomisch angezeigten Spitzenwärme und wegen der Versuchung zur Lieferung von Spitzenstrom ohne Wärmenutzung tendiert der Einspareffekt jedoch gegen Null oder wird sogar negativ.

Bei einem Vergleich mit einer dezentralen Wärmeerzeugung aus elektrischen Wärmepumpen, deren Strom von einem GuD-Kraftwerk geliefert wird, ist die KWK sogar deutlich unterlegen.

Um die Klimaziele besser erreichen zu können, ist daher ein umfassendes Gesamtkonzept der thermodynamisch optimierten Bereitstellung der Energiedienstleistung „behaftliches Raumklima und Warmwasser“ erforderlich. Der Staat sollte diese Entwicklung durch Forschung und Entwicklung, Modellvorhaben und Hilfen zur Markteinführung fördern. Bei einer breit angelegten Subventionierung sollte er sich jedoch nicht auf einzelne Technologien festlegen, sondern durch einen „linearen Einspartarif“ die Vergütung an den gegenüber einem anspruchsvollen Referenzfall tatsächlich nachweisbaren Energieeinsparungen ausrichten.

Materialien

Dem Kapitel liegen eine ausführlichere Darstellung als „Materialiensammlung“ und zwei Powerpoint-Vorträge zugrunde, in denen weitere Einzelheiten und Quellen angegeben sind.

- [1] Gerhard Luther Materialien: *KWK und Systemvergleich*
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010_E-Studie/
- [2] Gerhard Luther: *Kraftwärmekopplung (KWK) – Hoffnungsträger oder Subventionsloch?*, 2008
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2008H/Links_AKE2008H.htm
- [3] Gerhard Luther: *Thermodynamisch optimiertes Heizen: KWK, Wärmepumpe und Systemvergleich*, 2009 und 2010
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2009H/Links_AKE2009H.htm und
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010-AKE_Bonn/Links_DPG2010.htm

Anmerkungen und Literatur

- [4] Eurostat, Schriftenreihe *Umwelt und Energie*, Heft 3/2006 ISSN 1562-3092, Europäische Gemeinschaften (2006).
http://www.eds-destatis.de/de/downloads/sif/nq_06_03.pdf (2002)
- [5] M. Horn u.a.: *Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der KWK und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten*, 318 S. (2007), Band 10/07 der UBA-Reihe Climate Change, ISSN 1862-4359. Kann unter dem Stichwort „Publikationen“ heruntergeladen werden bei: <http://www.umweltbundesamt.de>
- [6] Eurostat, *Combined Heat and Power (CHP) in the EU, 2007 data*, Schriftenreihe *Data in Focus*, 28/2009, European Commission (2009). http://www.eds-destatis.de/de/downloads/sif/qa_09_028.pdf (2007).

Eurostat, *Statistik über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) in der EU im Jahre 2000*, Schriftenreihe *Statistik kurz gefasst*, Thema 8-12/2003, ISSN 1562-3092, Europ. Gemeinschaften 2003.
http://www.eds-destatis.de/de/downloads/sif/nq_03_12.pdf (2000)
- [7] KWKG: *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2009*, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I ,S. 2870 ff.
http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/kwkg_2002/gesamt.pdf
- [8] Voss 2009: *Referenzdatensatz für Kraftwerke*, Stand 31.07.09, private Mitteilung
- [9] E.ON Kraftwerke GmbH 2009: Homepage zum Neubau des Kraftwerkes Irsching
http://www.kraftwerk-irsching.com/pages/ekw_de/Neubau/Bauvorhaben/index.htm
- [10] Gasbefeuerter Kompakt-Brennwert-BHKW MEPHISTO G20+
<http://www.kraftwerk-bhkw.de/MEPHISTO/technik01.htm>
- [11] EU-Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG:
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:1992L0042:20040221:DE:PDF>
- [12] BMU 2008: *Energie dreifach nutzen: Strom, Wärme und Klimaschutz: Ein Leitfaden für.... Mini-KWK*;
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitfaden_mini_kwk.pdf
- [13] EEG: *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009*, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, S. 2074 ff.
<http://www.bgblportal.de/BGBl/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf>
- [14] EU *Entscheidung 2007/74/EG zur Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG*;
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2007:032:0183:0188:DE:PDF>

II.4 Biomassekraftwerke

4.1 Einleitung

Biomasse steht historisch als Brennstoff für Feuer am Anfang der gezielten menschlichen Energieerzeugung und am Anfang der Verwendung erneuerbarer Energie. Die Nutzung von Biomasse – heute wird in der Regel darunter alle pflanzliche und tierische Materie einschließlich der Stoffwechselprodukte verstanden – ist in Hinblick auf CO₂ klimaneutral, allerdings nicht bezüglich anderer Treibhausgase (Methan, Lachgas, SO_x, NO_x). Biomasse hat in Europa heute unter den erneuerbaren Energien einen Anteil von ca. 70%, wobei bislang vornehmlich Strom- und Wärmeerzeugung im Vordergrund stehen.

Die moderne und zukünftige Nutzung von Biomasse zur Energieerzeugung muss unter einem erweiterten Begriff der Nachhaltigkeit betrachtet werden, der neben land-, forst- und wasserwirtschaftlich nachhaltiger Flächennutzung auch Probleme der Flächenkonkurrenz von Energiepflanzenanbau mit pflanzlicher und tierischer Lebensmittelproduktion und anderen Nutzungen sowie den Aspekt der Biodiversität berücksichtigt. Die energetische Verwendung von Biomasse muss deshalb in Zukunft, soweit möglich, unter den Gesichtspunkten der Bepflanzung anderweitig nicht bewirtschaftbarer Flächen, neuer Methoden wie Biomassegewinnung (z.B. auch aus Algen) und insbesondere der erweiterten Nutzung von Rest-Biomasse gesehen werden, sei es aus forstwirtschaftlicher oder landwirtschaftlicher Produktion (auch Gülle) oder aus Hausmüll (Biomasse und entsorgte organische Produkte, die zu ca. 50% aus fossilen Rohstoffen hergestellt wurden). Im Zusammenhang mit neuen Methoden der Umwandlung vielfach holzartiger Biomasse zur Gewinnung von gasförmigen und flüssigen Energieträgern spricht man auch von Bioenergie der 2. Generation¹, von der erwartet wird, dass sie nach 2020 bedeutsam werden wird.

4.2 Nutzung von Biomasse für Energieerzeugung

Deutschland ist trotz enormer landwirtschaftlicher Produktivitätssteigerungen in den vergangenen Jahrzehnten ein Nettoimportland für Agrar- und Lebensmittelgüter. Im Jahr 2004 beliefen sich diese Importe auf ca. 12 Milliarden €, während der Gesamtwert (zu Erzeugerpreisen) der deutschen land- und forstwirtschaftlichen Produktion ca. 45 Milliarden € betrug. Dies entspricht bei einer Beschäftigung von ca. 2,2% der Erwerbstätigen etwa einem Prozent der nationalen Bruttowertschöpfung. In Deutschland werden 17 Mio. ha – entsprechend 49,3% der Gesamtfläche – landwirtschaftlich genutzt, davon ca. 11,8 Mio. ha für Pflanzenproduktion und 5 Mio. ha für Dauergrünland. Für Lebensmittelproduktion werden ca. 10 Mio. ha, für Industriepflanzenanbau (Stärke, Zucker, technisches Rapsöl etc.) 275.000 ha und für Energiepflanzenanbau ca. 2 Mio. ha genutzt. Die für energetischen Nutzen diskutierten Kurzumtriebsplantagen (Miscanthus, Weiden, Pappeln) spielen mit ca. 1000 – 1.500 ha noch eine untergeordnete Rolle. Extrapolationen gehen von einer potenziellen Flächenverfügbarkeit für Bioenergieträger im Jahr 2010 in Höhe von bis zu 4,74 Mio ha aus, die bis 2020 auf 7,23 Mio. ha entsprechend 42% der gesamten genutzten landwirtschaftlichen Fläche steigen könnte².

Genutzt werden kann die Biomasse unter Verwendung thermochemischer, physikochemischer und biochemischer Verfahren, deren Auswahl durch eine möglichst effiziente Umwandlung zur jeweils gewünschten Energieträgerbereitstellung bestimmt wird. Dabei wird die Biomasse umgewandelt in Festbrennstoffe (Verkohlung), in Biogas (Synthesegas, Schwachgas) oder in flüssige Brennstoffe (Methanol, Pyrolyseöl,

¹ Quelle: z.B. K. F. Ziegahn, Karlsruhe Institute of Technology, in „Weltenergie“, Workshop Bundeskanzleramt 19. 5. 2008. (<http://www.bmelv.de/cae/servlet/contentblob/380404/publicationFile/22140/BerichtWeltenergie.pdf>)

² Quelle: D. Thrän et al.: *Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext* (BMU Abschlussbericht, 2005) http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/36715.php

PME, Ethanol). Diese Prozesse dienen zur Treibstoff-, Strom- bzw. Wärmeerzeugung, letztere kann auch direkt mittels biochemischen aeroben Abbaus erreicht werden. Hinsichtlich der Stromerzeugung erscheint die Vergasung auf Grund der hohen erreichbaren Umwandlungswirkungsgrade generell als die langfristig interessanteste Variante.

Zur Stromerzeugung aus *fester Biomasse* wurden 2007 ca. 200 Biomasseheizkraftwerke mit einer Gesamtnennleistung von ca. 1,2 GW, einschließlich ca. 160 MW von Kraftwerken der Papier- und Zellstoffindustrie betrieben. Die meisten dieser Anlagen sind klein: Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 5 MW kommen zusammen nur auf 400 MW Nennleistung. Zu der eigentlichen Biomasse-Stromproduktion kommen noch ca. 4 TWh/a (~450 MW) aus Müllverbrennung. Aus *flüssiger Biomasse* wurden ca. 2,7 TWh/a erzeugt, allerdings stammt ein Teil des Brennstoffs aus Importen (insbesondere Palmöl). Der Ausbau von *Biogasanlagen*, vorwiegend im landwirtschaftlichen Bereich, hat 2007 zu einer Gesamtstromerzeugung von 7,5 TWh/a geführt und ist weiter stark ansteigend. Insgesamt wurden 2007 ca. 23,4 TWh/a (~2,7 GW) Strom erzeugt, das sind ca. 3,1% der deutschen Bruttostromerzeugung³.

Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt in der Regel mit gleichzeitiger Wärmebereitstellung für Nah- oder Fernwärmenetze. Die Stromerzeugung erfolgt in diesen kleinen Kraftwerken mit bescheidenen Wirkungsgraden. Für den weiteren Ausbau sollten mindestens Anlagegrößen von 20 MW_e (um elektrische Wirkungsgrade von 28-32% bei wärmegeführtem Kraftwerksbetrieb zu erreichen, siehe Kapitel II.3) oder besser noch die Beifuerung in Großkraftwerken (mit Wirkungsgraden >45%) angestrebt werden.

4.3 Potenziale

Abschätzungen des gegenwärtigen technischen Potenzials der Biomasse in Deutschland für Energiegewinnung belaufen sich auf ca. 1000-1300 PJ/a entsprechend 8% des aktuellen jährlichen deutschen Primärenergieverbrauchs⁴. Die Forstwirtschaft und der spezifische Anbau von Energiepflanzen machen jeweils ein gutes Viertel aus, der Rest verteilt sich auf Alt- und Industrierestholz, Stroh und Gras sowie landwirtschaftliches Biogas (vorwiegend aus Gülle), Deponie- und Klärgas. In Europa wird das technische Biomasse-Potenzial auf das Zehnfache und weltweit auf das etwa Hundertfache geschätzt⁵; letzteres entspricht ca. 30% des gegenwärtigen Weltprimärenergieverbrauchs (2005: 407 EJ/a). Allerdings differieren die Projektionen erheblich (siehe unten). In der mittelfristigen Perspektive (2020) könnten in Deutschland und Europa Steigerungen um einige zehn Prozent erreicht werden; hier spielt die Erweiterung des Energiepflanzenanbaus die Hauptrolle neben spezifischen Ertragssteigerungen und einer Verwertung bisher ungenutzten Zuwachses. In diesem Zusammenhang ist zu bemerken, dass in Deutschland gegenwärtig nur etwa 7% der energetisch genutzten Biomasse (vorwiegend Reststoffe) zur Stromerzeugung verwendet werden.

Das weltweite Potenzial zur Steigerung der Biomasseproduktion wird in der Perspektive 2050 mit <50 bis >400 EJ/a je nach Annahmen sehr unterschiedlich bewertet⁶. Der entscheidende Faktor ist, in welchem Maß die Steigerung des Energiepflanzenanbaus betrieben werden wird. Dagegen wird das Potenzial von organischen Reststoffen aus Landwirtschaft und Siedlungen sowie nachgelagerten Industriesektoren mit 25–90 EJ/a deutlich geringer angenommen⁷. Für die Abschätzung des Energiepflanzenanbaus spielt insbesondere die

³ Quelle: Kaltschmitt a.a.O. und <http://www.thema-energie.de/energie-im-ueberblick/zahlen-daten-fakten/statistiken/energieerzeugung/bruttostromerzeugung-in-deutschland-2007.html>

⁴ Siehe z.B. M. Kaltschmitt et al. *Lifis online*, www.leibniz-institut.de, 25.4.2008

⁵ M. Kaltschmitt, H. Hartmann: *Energie aus Biomasse* Springer Verlag (2001)

⁶ Berndes, G., M. M. Hoogwijk, and R. van den Broek (2003): *The contribution of biomass in the future global energy system: a review of 17 studies*. In *Biomass & Bioenergy*, Vol. 25(1), p. 1-28. (NWS-E-2003-40), zitiert nach D. Thrän et al. S. Gesemann et al. a.a.O.

⁷ Der WBGU schätzt das weltweite technische Potenzial aus biogenen Abfall- und Reststoffen auf ca. 80 EJ/a, davon Grundsätzen der Nachhaltigkeit genügend ca. 50 EJ/a und hiervon etwa die Hälfte wirtschaftlich realisierbar („Zukunftsfähige Bioenergie“ (2008)).

Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und für andere Zwecke eine Rolle. Nahrungsmittelbedarf und Flächenproduktivität variieren jährlich im Prozentbereich und hängen stark von Entwicklungsszenarien ab. Geht man von einem Szenario („Environment and Health“) aus, das bei wachsender Weltbevölkerung keine weiteren Waldrodungen, biologische Landwirtschaft (d.h. geringerer oder konstanter Flächenertrag) sowie den Abbau der Nahrungsmittelübersorgung in einigen westlichen Industrienationen und eine Verbesserung der Nahrungsmittelversorgung in anderen Ländern annimmt (wobei eine erhebliche Flächenfreisetzung durch Umstellung der Ernährungsgewohnheiten mit weitgehendem Verzicht auf Fleisch angenommen wird), so ergibt sich zwar für Asien, Afrika und Zentralamerika kein wesentliches Energiepflanzenpotenzial, hingegen ist das Potenzial in Nordamerika (>17 EJ/a), Europa (~20 EJ/a, davon EU-27: ~14 EJ/a) sowie Südamerika und Australien (je 7 EJ/a) mit insgesamt >50 EJ/a erheblich⁸. Größere Potenziale können durch Flächenerweiterungen (hauptsächlich durch Waldrodungen, langfristig ggf. durch Nutzung arktischer Tundra) erzielt werden. Inwieweit sich durch Intensivierung der Nutzung von Restbiomasse und neuartige Biomassegewinnung z.B. aus Algen wesentliche Veränderungen ergeben, bleibt abzuwarten. Insgesamt wird langfristig (Zeithorizont 2050) ein nachhaltiges technisches Potenzial im Bereich von 80-170 EJ/a für möglich gehalten, wovon ca. die Hälfte in der Praxis umsetzbar sein sollte⁹.

Voraussagen für Europa mit einem mittelfristigen Zeithorizont (2020-2030) gehen von 30-35 Mio. ha Anbaufläche für Energiepflanzen aus. Insgesamt könnte daraus der Energieertrag aus Biomasse 6-7 EJ/a (davon Deutschland >1,3 EJ/a) betragen, was knapp einer Verdopplung gegenüber 2007 entspräche. Bei Wald(rest)holz und Reststoffen wird keine wesentliche Zunahme erwartet. Damit würden Energiepflanzen zukünftig gut die Hälfte des gesamten Biomassepotenzials beitragen können¹⁰.

Würde das gesamte technische Potenzial der Biomasse Deutschlands zur Endenergiebereitstellung in Form von Strom genutzt, so könnten ca. 100-130 TWh_{el}/a entsprechend ca. 17-22% der deutschen Bruttostromerzeugung (2009: 596 TWh) abgedeckt werden¹¹. Ob dies sinnvoll ist, hängt neben der Bewertung von Flächennutzungskonkurrenzen vor allem davon ab, ob Biomasse in anderen Prozessen mit einem höheren Gesamtwirkungsgrad fossile Brennstoffe für einen endenergetischen Nutzen ersetzen kann. De facto spielen Treibstoffgewinnung und Wärmeanwendungen eine große Rolle und werden diese voraussichtlich auch beibehalten. Als „Basis-Szenario“ wird damit für 2020 eine Verdopplung der Stromerzeugung auf 48 TWh_{el}/a vorwiegend aus festen und gasförmigen Biomasse-Energieträgern mit einem Anbau-Flächenbedarf von rund 1,1 Mio. ha für wahrscheinlich gehalten¹².

4.4 Flächennutzungskonkurrenz und ökologische Aspekte

Die Betrachtung von Nutzungskonkurrenzen ist bei Biomasse komplex, da verschiedene Ebenen (Anbau, Verarbeitung, stoffliche bzw. energetische Nutzung, Nebenprodukte, Substitution), geographische Gebiete und wirtschaftliche Bezüge (z.B. Nahrungs-, Futtermittel- und Holzmärkte gegenüber dem fossilen Energiemarkt) betrachtet werden müssen¹³. Dies soll in diesem Zusammenhang nicht vertieft werden. Darüber

⁸ Seidenberger, T., Thrän, D., Offermann, R., Seyfert, U., Buchhorn, M., Zeddies, J., 2008: *Global Biomass Potentials – Investigation and assessment of data, Countryspecific energy crop Potentials, Remote sensing in biomass Potential research*. Endbericht, DBFZ. Bearbeitung im Auftrag von Greenpeace International. Zitiert nach D. Thrän et al., S. Gesemann a.a.O. in Vorbereitung. Der WBGU (a.a.O.) gibt eine Bandbreite von 30 – 120 EJ/a an.

⁹ Quelle: WBGU, a.a.O.

¹⁰ Quelle: D. Thrän et al.: *Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext* (BMU Abschlussbericht, 2005) http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/36715.php

¹¹ Quelle: M. Kaltschmitt et al. „Zur energetischen Nutzung von Biomasse in Deutschland – Potenziale, Stand und Perspektiven (LIFIs Online (25.04.08) www.leibniz-institut.de ISSM 1864-6972

¹² Thrän, D. et al., Gesemann, S. et al. s. Fußnote 13

¹³ D. Thrän et al., S. Gesemann et al. *Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der energetischen Biomassenutzung, Zwischenbericht, Leipzig 2009*

hinaus sind politisch definierte Preisfestsetzungen zu betrachten, die als Steuervergünstigung oder Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse eine natürliche Markt- und Konkurrenzbildung verzerren und den Energiepflanzenanbau gegenüber der Lebensmittelproduktion begünstigen können¹⁴.

Weltweit hat sich die Konkurrenz zwischen Lebensmittel- und Energiepflanzenproduktion deutlich zu Lasten der ersteren ausgewirkt. Der jahrzehntelange Trend hin zu niedrigeren (realen) Agrarpreisen hat sich umgekehrt. Vor allem die massive Ausweitung der Treibstoffherstellung aus Pflanzen (weniger die Stromerzeugung aus Biomasse) wird dafür als Ursache gesehen. Daneben dürfen aber auch andere Faktoren für steigende Lebensmittelpreise nicht vernachlässigt werden wie die Bedürfnisse einer wachsenden Weltbevölkerung, steigende Ansprüche an Lebensmittelversorgung (Fleisch) mit zunehmendem Wohlstand, steigende Energiepreise, Ernteauffälle und auch Spekulationen. In den USA wurde im Zeitraum 2006/7 mehr als ein Drittel der Getreideproduktion für die Herstellung von Ethanol und in Europa die Hälfte allen Pflanzenöls für Biodieselproduktion verwendet. (Die Weltproduktion von Bio-Ethanol konzentriert sich mit ca. 90% etwa zu gleichen Teilen auf die USA und Brasilien, diejenige von Biodiesel zu 75% auf die EU.) Diese Konkurrenz des Energiepflanzenanbaus wird zwischen 2002 und 2008 für mehr als die Hälfte des weltweiten Anstiegs der Lebensmittelpreise von insgesamt 140% verantwortlich gemacht^{15,16}. Damit müssen beim Biomasseanbau auch die sozialen Belastungen¹⁷ und Umweltkosten beachtet werden. Vorrangige Ziele müssen sein: Entwicklung von Energiepflanzen mit höherem spezifischen Ertrag und moderaten Düngeanforderungen, Herstellung von Treibstoffen (Ethanol, Diesel) aus Reststoff-Cellulose (Stroh, Restholz) und andere Verbesserungen, die die Flächenkonkurrenz reduzieren¹⁸.

Spezifische Kriterien für die Entwicklung der Biomassenutzung sind u.a. Energienutzen, CO₂-Vermeidungskosten, Biodiversität, gesundheits- bzw. umweltbelastende Emissionen (Feinstaub, NO_x, CO, PO₄, SO₂), Boden- und Grundwasserschutz und Veränderungen des Landschaftsbildes. Ein für Deutschland wesentliches Beispiel ist die Energienutzung von Grünland; hierfür kommen Grassilage, Verbrennung bzw. Trockenfermentation von Heu sowie Umwandlung in Pappel-KUP und Maisfelder in Betracht¹⁹. Wirtschaftlich und für CO₂-Vermeidung günstig sind Pappel- und Maiskulturen, die allerdings in anderen Aspekten nachteilig sind. So erzwingt z.B. die verengte Fruchtfolge beim Anbau von Mais und Raps, die hierzulande die beiden gegenwärtig dominierenden Energiepflanzen sind, erhöhte Pflanzenschutzmaßnahmen. Die vier dafür hauptsächlich eingesetzten Wirkstoffe finden sich sämtlich unter den zehn stärksten Gewässerbelastungen. Düngeaufwand führt zu Nitratbelastung des Grundwassers (insbesondere bei Mais in Verbindung mit späten Saatterminen und geringer Bodenbedeckung), allerdings ist in der Regel der Düngemiteleinsatz gegenüber demjenigen bei Nahrungspflanzen geringer und mehrjährige Energiepflanzen können überdies auch Umweltvorteile haben.

¹⁴ Neben Strom gilt dies u.a. auch für Biodiesel, beispielsweise in den USA: Über 200 Unterstützungsmaßnahmen mit einem jährlichen Volumen von 5,5 – 7,3 Milliarden US\$ entsprechen einer Subventionierung von US\$ 0,38 – 0,49 pro Äquivalentliter Ethanol. Siehe World Bank: *World Development Report 2008*, p. 70.

¹⁵ World Bank: *World Development Report 2008*, Chapter III. Siehe auch: Aditya Chakraborty, guardian.co.uk, <http://www.guardian.co.uk/environment/2008/jul/03/biofuels.renewableenergy>. Dieser Bericht kommt auf 75% Preisanstieg für Lebensmittel und widerspricht damit dem von der US-Regierung behaupteten geringen Einfluss der Energiepflanzenproduktion von nur 3%. Wesentlich durch das US-Ethanolprogramm bedingt, stieg der Maispreis allein zwischen 2005 und 2007 um 60%. Weitere, wenngleich etwas weniger gravierende Preissteigerungen können bei Fortsetzung der massiven Förderung von Biosprit erwartet werden.

¹⁶ Für die Herstellung von 100 Liter Ethanol werden 240 kg Getreide benötigt. Dies entspricht dem Jahresernährungsbedarf eines Erwachsenen. Quelle: World Bank, *Agriculture for Development Policy Brief Nov. 2007*, http://siteresources.worldbank.org/INTWDR2008/Resources/2795087-1191440805557/4249101-1191956789635/Brief_BiofuelPrmsRisk_web.pdf

¹⁷ Die meisten armen Länder sind Nettoimporteure von Getreide und leiden deshalb besonders unter diesen Preissteigerungen.

¹⁸ Auf absehbare Zeit bleibt der Flächenbedarf allerdings sehr hoch: 30% der gesamten US Maisernte können über Ethanolgewinnung nur 8% des US-Benzinverbrauchs abdecken. (Quelle Weltbank, *Policy Brief a.a.O.*)

¹⁹ Stelzer et al. KIT (2007) <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2007/stua07b.ppt>. Die potenzielle Anbaufläche für Kurzumtriebsplantagen wird auf ca. 0,4 – 0,5 Mio ha geschätzt. (A. Bemann, TU Dresden, http://www.tll.de/ainfo/pdf/afs/afs14_09.pdf)

Der Energiepflanzenanbau hat in Deutschland zu einer erheblichen Neubewirtschaftung von zuvor im Rahmen von EU-Regelungen stillgelegten Agrarflächen geführt und hat positive Auswirkungen auf Landwirtschaft und Arbeitsmarkt. Er hat allerdings auch in vielen Regionen zu steigenden Pacht- und Bodenpreisen für ertragreiche landwirtschaftliche Flächen geführt, wobei bislang noch ein gewisser Ausgleich über eine Ausweitung landwirtschaftlicher Flächennutzung oder eine Steigerung der Flächenproduktivität möglich war. Insbesondere in Regionen, in denen Tierhaltung dominiert, hat sich Biogasproduktion etabliert und kann die Wirtschaftlichkeit der Viehbetriebe durch Verknappung von Freiland und erhöhte Futtermittelkosten beeinträchtigen²⁰. Biomasseimport kann möglicherweise diese Probleme entschärfen, soweit er nicht zu ähnlichen Problemen in den Ursprungsländern führt (Reduktion der Biodiversität, Regenwaldzerstörung (Brasilien), Verlust der indigenen Lebensbasis von Bauern in Entwicklungsländern etc.²¹).

Der Beschäftigungseffekt wächst in dem Maß, in dem Wertschöpfung im ländlichen Raum realisiert werden kann. Wegen der geringen volumetrischen Energiedichte (insbesondere von Reststoffen, z.B. für Stroh 2 GJ/m³) empfiehlt sich ohnehin, die Verarbeitung zu Biosyncrude („Bio-Rohöl“, z.B. aus Pyrolyse gewonnen mit 25 GJ/m³) lokal, d.h. dezentral vorzunehmen und nur die weiteren Verarbeitungsschritte zu Synthesegas bzw. Treibstoff (Diesel, 36 GJ/m³) wegen günstiger Skaleneffekte zu zentralisieren.

Um Flächennutzungskonkurrenz zu vermeiden, ist die zukünftige Herstellung chemischer Grundstoffe und Synthesekraftstoffe auf der Basis biogener Reststoffe aus der Nahrungsmittelproduktion attraktiv, da mit wachsender Nahrungsmittelherstellung auch die Reststoffe zunehmen. Pyrolyse und Vergasung zu Synthesegas und Weiterverarbeitung zu Methanol sowie Ethanolgewinnung aus Holzabfällen (Lignocelluloseethanol) stehen dabei im Vordergrund, aber auch andere Verfahren, wie z.B. Biomasseproduktion mittels Algen, könnten hier eine Rolle spielen. Hinsichtlich dieser Entwicklungen können die heutigen Verfahren der "1. Generation" als Brückentechnologien angesehen werden.

4.5 Ausblick

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass in einer Perspektive über die nächsten 30 – 40 Jahre Biomasse ohne zusätzliche Flächenausweitung durch Rodung weltweit einen etwa 3 bis 6-fach höheren Beitrag zur Energiebereitstellung liefern könnte als bisher. Langfristig könnte eine Nutzung bislang nicht verwendbarer Flächen noch größere Potenziale eröffnen (z.B. Brachland in Sibirien oder Kanada). Damit kommt Biomasse eine wichtige Rolle für die nachhaltige Energieerzeugung der Zukunft zu.

Stromerzeugung aus Biomasse hat den Vorzug, frei von Fluktuationen und damit grundlastfähig zu sein. Welche Rolle sie in Deutschland spielen wird, ist abhängig vom Umfang der Flächenausweitung für Energiepflanzenanbau und der Nutzung für Stromproduktion. Bisher stand die Treibstoffproduktion politisch im Allgemeinen im Vordergrund²², ggf. mit Elektrizitätserzeugung als Nebenprodukt, obwohl die Substitution von Kohleverstromung durch Elektrizität aus Biomasse gegenüber der Kraftstoffproduktion für den Verkehr als günstiger für die Klimaschutzwirkung angesehen wird, da Biokraftstoffe der ersten Generation in dieser

²⁰ Deutsche Bundestag, Anhörung zur Biomasse/Ressourcenkonkurrenz:
http://www.bundestag.de/presse/hib/2007_11/2007_291/03.html

²¹ Politische Absichtserklärungen zum Schutz der biologischen Vielfalt gibt es seit ca. 20 Jahren, insbes. die *Convention on Biological Diversity* (1992), auf deren Grundlage in Deutschland das Gesetz zum Übereinkommen über die biologische Vielfalt vom 30.08.1993, BGBl. II Nr. 32, S. 1741 ff und im November 2007 die deutsche *Nationale Strategie zur Biologischen Vielfalt* vom Bundeskabinett beschlossen wurde.

²² Durch die Gestaltung von Marktbedingungen bzw. -unterstützung (bzw. deren Aufhebung) können starke Verschiebungen zwischen den erzeugten Produkten (und der entsprechenden Flächennutzung) bewirkt werden; dies zeigt die in Deutschland von 2007 auf 2008 auf Grund veränderter steuerlicher Bedingungen schlagartig eingetretene Reduktion der Produktion von reinem Biodiesel um mehr als 40%.

Hinsicht sehr ungünstig abschneiden²³. In der Praxis wird der Beitrag der Biomasse zur Elektrizitätserzeugung langfristig vielleicht 10-15% der Bruttostromerzeugung Deutschlands erreichen können²⁴.

Dabei muss die Nachhaltigkeit der Bioenergienutzung durch nationale und internationale Regelungen in geeigneter Weise sichergestellt werden. Eine wesentliche Ausweitung und die wirtschaftlich-ökologische Optimierung der Energieerzeugung aus Biomasse erfordern noch erhebliche Forschung und Entwicklung, insbesondere in Hinblick auf die genannten neuen Formen der Biomasseproduktion und -verwertung (Restbiomassennutzung, Algen), die die Konkurrenz zu Ernährungssicherheit, Naturschutz und Klimaschutz vermeiden.

²³ Factsheet Bioenergie 1/2009, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung – Globale Umweltveränderungen

²⁴ „Basisszenario 2006“ (s. z.B. J. Diekmann (Kordinator) *Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG aus gesamtwirtschaftlicher Sicht* (DIW 2006), Kap. 1, S. 29)

II.5 Solare Elektrizitätserzeugung

5.1 Einleitung

Sonnenenergie ist die primäre Quelle der meisten erneuerbaren Energieformen. Ihre direkte Verwendung zur Elektrizitätserzeugung kann einerseits unter Nutzung des photovoltaischen Effekts erfolgen, andererseits durch einen thermischen Wandlungsprozess, bei dem die Sonneneinstrahlung über Spiegel auf Empfänger-systeme konzentriert wird, in denen eine Flüssigkeit erhitzt wird, die anschließend in einem konventionellen Dampfkreislauf eine Turbine mit angekuppelten Generator antreibt. Diese konzentrierende solarthermische Elektrizitätserzeugung erfordert direkte Sonneneinstrahlung. Für Photovoltaik ist hingegen die Globalstrahlung entscheidend – wie auch für nicht-konzentrierende Solarthermie, die wohlherprobt für Brauchwassererwärmung ist, sich allerdings wegen der nur niedrigen erreichbaren Temperaturen nicht zur Elektrizitätserzeugung eignet.

Die *globale* Solareinstrahlung¹ pro Quadratmeter der Erdoberfläche beträgt ca. 1 kW/m^2 . Wolken, Dunst oder Nebel führen zu deutlich niedrigeren Werten – und natürlich müssen der Jahres- und der Tagesgang ebenfalls bedacht werden. In Deutschland beträgt deshalb die Einstrahlung über das Jahr gemittelt nur² 110 W/m^2 . Je nach Standort kann damit in Deutschland mit einem jährlichen globalen Solarenergieangebot von ca. $900 - 1230 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ gerechnet werden (Werte für 2008). Wolkenfreier Himmel ist in Deutschland nicht die Regel. Er ist in den Mittelgebirgen Nordrhein-Westfalens am seltensten und im Oberrheingraben bei Freiburg sowie im Alpenvorland am häufigsten anzutreffen. Im Mittel beträgt die Zahl der Stunden mit einem hohen Anteil *direkter* Sonnenstrahlung ca. 1550 Stunden pro Jahr, also nur etwa 18% der gesamten jährlichen Stundenzahl.

Zweckmäßigerweise sollten Solaranlagen für Elektrizitätserzeugung dort gebaut werden, wo optimale Einstrahlungsbedingungen herrschen, also im „Sonnengürtel“, d.h. in südlichen Ländern Europas und in Nordafrika und, wenn man über für Europa interessante Gebiete hinausgeht, auch in großen Gebieten Australiens, Amerikas und Asiens. Verglichen mit Deutschland kann die eingestrahlte jährliche solare Energie etwa in Südspanien und -italien doppelt so hoch sein und in Nordafrika liegt sie in geeigneten Regionen mit $>2300 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ um bis zu einem Faktor 2,5 über derjenigen vieler deutscher Standorte. Entsprechend kleiner sind die erforderlichen spezifischen Modul- bzw. Absorberflächen und damit Flächenbeanspruchung und Investitionskosten. Soweit nicht Dachflächen genutzt werden können, steht zudem bei südlichen Standorten die Abschattung des Terrains durch Module bzw. Kollektoren oftmals nicht in Konkurrenz zu anderer, insbesondere landwirtschaftlicher Nutzung, sondern kann diese ggf. sogar begünstigen.

Der Anteil direkter Strahlung ist im Sonnengürtel wesentlich höher, so dass sich im Gegensatz zu Deutschland hier Stromerzeugung mit konzentrierender Solarthermie anbietet. Damit haben südliche Regionen für die Gewinnung solarer Energie erhebliche Wettbewerbsvorteile gegenüber nördlicheren Standorten, wobei allerdings übliche Photovoltaiketelemente bei den oftmals hohen Temperaturen dieser südlichen Standorte einen geringeren Wirkungsgrad aufweisen, also der Stromertrag nicht linear mit dem Strahlungsangebot steigt.

Diese naturwissenschaftlichen Aspekte empfehlen, solare Stromerzeugung nicht dominant unter dem Gesichtspunkt der Eigenversorgung auf deutschem Gebiet zu sehen. Hingegen könnte es ein erstrebenswertes politisches Ziel sein, eine Spitzenstellung deutscher Forschung zu sichern, um damit einen möglichst

¹ Dies ist der Standardwert für den atmosphärischen Massenindex AM 1.5, d.h. $41,8^\circ$ Sonnenhöhe. Nicht nur die Strahlungsleistung, sondern auch die spektrale Verteilung variiert mit dem Einstrahlungswinkel.

² Quelle: Deutscher Wetterdienst

großen Anteil an der Entwicklung und Nutzung des *weltweiten* Potenzials solarer Stromerzeugung für die deutsche Industrie zu gewinnen und nachhaltig auszubauen. Damit kann ein vielfach größerer Gewinn sowohl für die Klimaproblematik als auch für die deutsche Volkswirtschaft erreicht werden als durch Solarstromerzeugung innerhalb des sonnenschwachen Deutschland.

5.2 Photovoltaische Stromerzeugung

Der photovoltaische Effekt wurde 1839 entdeckt, 1883 die erste Photozelle aus Selen und 1893 die erste Solarzelle gebaut. Erst gut sechzig Jahre später gelang die Herstellung von hochreinem Silizium, auf dessen Basis Solarzellen mit vielfältigem praktischen Nutzen entwickelt werden konnten. Nach weiteren 55 Jahren hat sich in Deutschland und zunehmend weltweit ein beachtlicher Industriezweig entwickelt, dessen Existenz allerdings nach wie vor hauptsächlich von der massiven (deutschen) Marktunterstützung für Photovoltaik abhängt.

5.2–a Generelle Aspekte und Marktentwicklung

In Deutschland ist die Photovoltaik (PV) unter allen erneuerbaren Energiesystemen für netzangebundene Stromerzeugung noch immer mit großem Abstand am weitesten von wirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit entfernt. Wichtigstes Ziel ist deshalb, eine Kostendegression hin zu echter Wettbewerbsfähigkeit so rasch und so effektiv wie möglich zu erreichen.

Mit den derzeit üblichen Systemen sind für eine Spitzenleistung von ca. 1 kW mindestens 7m² Modulfläche zu veranschlagen. Gegenwärtig überwiegen in Deutschland dachmontierte Anlagen. Die theoretisch geeignete Dachfläche wird in Deutschland auf ~1.300 km² geschätzt³, von der allerdings ein Teil wegen ungünstiger Verhältnisse oder Neigung nicht oder nur mit aufwendigen Unterkonstruktionen nutzbar oder wegen Abschattung nicht optimal ist oder – insbesondere bei Wohngebäuden – zweckmäßigerweise nicht für Photovoltaik sondern für Solarthermie zur Warmwasserbereitung genutzt werden sollte. Hinzu kommen noch knapp 600 km² Fassadenflächen. Damit wird das Potenzial der maximalen photovoltaischen Stromerzeugung auf deutschen Gebäuden bei vielleicht 10 GW über das Jahr gemittelter effektiver Elektrizitätsleistung⁴ liegen können – im Sommer höher, im Winter erheblich niedriger.

Trotz der hierzulande sehr ungünstigen Darbietung von Solarstrahlung wurde in Deutschland 2007 fast die Hälfte des weltweiten Leistungszuwachses installiert⁵. Der Ausbau nimmt weiter rasant zu: von 3,8 GW_{peak} bzw. ~ 380 MW_{Jahresdurchschnitt} zu Anfang des Jahres 2007 stieg die installierte Leistung ein Jahr später auf 5.3 GW_{peak}⁶ bzw. ~530 MW_{Jahresdurchschnitt}. Für großtechnische Stromerzeugung werden Solarparks auf Freiflächen eine bedeutendere Rolle spielen – vor allem in Regionen des Erdsonnengürtels. Bei sehr viel besseren

³ NEEDS RS1a – WP11, 2005 2005 Final report on technical data, costs and life cycle inventories of PV applications, P. Frankl et al., Report to the European Commission, Seite 10. Zitiert nach:
<http://www.needs-project.org/docs/results/RS1a/RS1a%20D11.2%20Final%20report%20on%20PV%20technology.pdf>.

Eine Schätzung von EcoFys (www.solarserver.de/news/news-7381.html) nennt 1760 km², bezieht allerdings alle Flächen mit ein, die bis zu 45% von der Südrichtung abweichen. Die effektive Fläche wird damit ähnlich sein wie die von NEEDS genannte. Hoffschmidt et al. nennen installierbare Leistungen (Dach) von 95,5 GW_{peak}, was ca. 10 GW im Jahresmittel entspricht („Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger – Energiestudie“ – Zwischenbericht (2009), p. 22)

⁴ Dies entspricht ca. 100 GW Nominalleistung. Siehe Diskussion auf der folgenden Seite und Fußnote 10

⁵ Quelle: Forschungsverbund Erneuerbare Energien.

⁶ Quelle: *Le journal du photovoltaïque* 1 (2009) p. 78. Zahlen für 2008 sind geschätzt. Der Anteil der off-grid PV sank von 9% (2007) auf 7,5% (2008).

Einstrahlungsbedingungen wurde in Spanien und Italien bisher deutlich weniger Leistung installiert⁷: 3,4 GW_{peak} bzw. 0,3 GW_{peak} machen sie nach Deutschland aber immerhin zu den nächstgrößten PV-Standorten in der EU, in der insgesamt der Zuwachs an installierter Leistung 2007 ca. 1,8 GW betrug und 2008 auf 4,6 GW geschätzt⁷ wird. In Deutschland gehen jüngste Zahlen für 2009 von einer weiter rasant wachsenden Neuinstallation (3 GW_{peak}⁸) aus.

Um die rasanten Zuwächse zu ermöglichen, werden weltweit die Produktionskapazitäten erhöht. Sie lagen 2005 bei 1900 MW/a und werden vermutlich 2010 14.000 MW/a betragen, davon aber nur noch ca. 20 – 25% in Europa⁹. Wenn die Ankündigungen der Industrie vollständig verwirklicht würden, würde sich die Produktionskapazität sogar auf 35.000 MW/a erhöhen. Fertigungslinien werden inzwischen in der Regel auf Produktionsvolumina von mehreren hundert MW/a ausgelegt. Die Photovoltaikindustrie ist mittlerweile ein mit der allgemeinen Elektronikindustrie vergleichbarer Abnehmer von Silizium und könnte bald der größte sein, wenn kein Technologiewechsel erfolgt. Insbesondere die asiatische Industrie, mit massiv steigendem Anteil chinesischer Firmen, nimmt inzwischen bei der Modul- und Zellenproduktion weltweit die Führungsrolle ein – der wichtigste Markt ist aber dank der mit Hilfe des EEG erzielbaren hohen Renditen nach wie vor Deutschland.

Die Verwendung der Spitzenleistung von Photovoltaikanlagen als Nominalleistung führt bei der praktischen Bewertung leicht zu Missverständnissen¹⁰. Die tatsächlich erzeugte Energiemenge (2007: 4 TWh) entspricht einer jährlichen Durchschnittsleistung in Höhe von nur 10% der Nominalleistung¹¹, während bei konventionellen thermischen Grundlast-Kraftwerken die jährliche Durchschnittsleistung bei über 90% der Nominalleistung liegt und Wind im Onshore-Betrieb immerhin 20-25% erreicht. Konkret wurde aus Photovoltaik im Jahr 2007 in Deutschland bei einer installierten Nominalleistung von 4550 MW nur eine durchschnittliche Leistung von 456 MW generiert¹².

Diese geringe Durchschnittsleistung der Photovoltaik hat zwei Ursachen. Einerseits produziert Photovoltaik nachts überhaupt keinen Strom und in den Morgen- und Abendstunden nur sehr wenig, womit der Tagesgang deutlich vom Bedarfsprofil abweicht. Darüber hinaus ist der Jahreslauf in Deutschland sehr ungünstig: im Sommer steht zwar eine hohe Einstrahlung zur Verfügung (Globalstrahlung im Juli 135 – 180 kWh/m²), hingegen fällt im Winter, wenn höherer Bedarf herrscht, die Stromerzeugung praktisch aus (Globalstrahlung im Januar 10 – 30 kWh/m², Werte über 30 kWh/m² werden nur im Alpenvorland und über 40 kWh/m² lediglich in höheren Lagen der Alpen erreicht¹³). Deshalb muss durchweg der Nacht-, Morgen- und Abendstrombedarf, aber auch der überwiegende Teil des Winterstrombedarfs von anderen Kraftwerken gedeckt werden.

Investitionen in einen wesentlichen Anteil der Photovoltaik an der deutschen Stromerzeugung erfordern also notwendigerweise Investitionen in andere Kraftwerke mit einer Erzeugungskapazität praktisch gleicher Größenordnung. Mit anderen Worten: Photovoltaik kann grundsätzlich keine anderen Kraftwerke (mit den

⁷ Im Jahr 2008 verschob sich das Schwergewicht der PV-Installation nach Spanien, da dort eine an Deutschland orientierte Einspeisevergütung eingeführt wurde, die eine Gesamtinstallation von ca. 3,4 GW_{peak} zur Folge hatte. Nach Deckelung der Einspeisevergütung und Senkung des Tarifs um 30% gingen die Investitionen wieder stark zurück.

⁸ Quelle: Spiegel-Online, 9.2.2010

⁹ Quelle: PV Status Report 2008, Joint Research Centre, European Commission.

¹⁰ So postuliert die TAZ am 5.8.2009, die installierte Photovoltaik-Leistung von 2,7 GW entspreche zwei großen deutschen Atomkraftwerken. Tatsächlich aber müssten für den Ersatz zweier Kernkraftwerke in Deutschland Photovoltaik-Anlagen mit bis zu 27 GW Nominalleistung gebaut werden und zusätzlich Kern-, Kohle- oder andere Kraftwerke mit nahezu 2,7 GW Leistung.

¹¹ Zu den Konsequenzen für Back-up Kraftwerke und Netzausbau-Erfordernisse siehe Kapitel III.1.

¹² Zum Jahresmittel installierte Leistung.

¹³ Quelle: Deutscher Wetterdienst, *Mittlere Monatssummen für den Zeitraum 1981-2000*. Die direkte Strahlungsleistung variiert noch stärker im Jahresverlauf.

dafür notwendigen Investitionen) ersetzen, sondern nur den der Photovoltaikleistung entsprechenden Teil der dort erzeugten elektrischen Leistung. Bei fossilen, Kern- oder Biomassekraftwerken reduziert das den benötigten Brennstoff, wobei für die Berechnung dieses Brennstoffersparnis berücksichtigt werden muss, dass thermische Kraftwerke, die komplementär zu fluktuierender Stromerzeugung betrieben werden, teilweise im Schwach- oder Teillastbereich arbeiten, in dem der Wirkungsgrad niedriger ist als unter Vollast. Bei vergleichenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen muss, wie bei anderen fluktuierenden Stromquellen (Wind), somit immer der erforderliche Verbund betrachtet werden, also zu den Kosten der eigentlichen Photovoltaiksysteme der erforderliche Investitionsaufwand für regelbare Stand-by / Backup-Systeme (oder die Kosten von Stromspeichern, wenn diese einmal existieren sollten¹⁴) und die anteiligen Betriebskosten hinzugerechnet werden. Photovoltaik kann deshalb für eine zukünftige großtechnische Elektrizitätsversorgung nur dann eine wichtige und nützliche Rolle spielen, wenn durch weitere, wesentlich verstärkte Forschung und Entwicklung um ein Vielfaches kostengünstigere Systeme realisiert werden können.

Photovoltaikstrom hat bereits eine lange technologische Entwicklung und *Lernkurve* hinter sich – doch wird für das Jahr 2015 in Deutschland immer noch mit 20-24 c Kosten pro kWh Strom gerechnet¹⁵, wobei die soeben genannten Back-up Kosten darin noch gar nicht berücksichtigt sind. Oft wird bemerkt, Photovoltaik erreiche damit eine sogenannte „Grid parity“, bei der die Kosten dem Haushaltsstrompreis für Privatverbraucher entsprächen¹⁶. Diese Betrachtungsweise ignoriert, dass in diesem Preis die gesamten Betriebs-, Netz- und Infrastrukturkosten einschließlich Abgaben und Steuern enthalten sind, die gegenwärtig ca. 14-18 c betragen, und ist für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit deshalb nicht sinnvoll. „Grid parity“ ist auch dann kein geeigneter Maßstab, wenn auf den Netzanschluss vollständig verzichtet wird, da zu den Photovoltaik-Kosten die dezentralen Speicher bzw. Backup-Generatorkosten samt erforderlichem Brennstoff und eine vergleichbare Steuer- und Abgabenlast hinzuzurechnen sind.

In Südeuropa kann mit Photovoltaik wegen der höheren Sonneneinstrahlung und ihres ausgeglicheneren Jahresganges Strom für die Hälfte der in Deutschland anfallenden Kosten produziert werden (ggf. sogar noch günstiger, da auch die Kosten der Standflächen geringer sein können). Der Transport von PV-generiertem Strom aus diesen Regionen nach Deutschland sollte wirtschaftlich und auch im Hinblick auf den Klimaschutz erheblich vorteilhafter sein als Stromerzeugung aus hiesiger PV-Installation. Es ist zu prüfen, inwieweit in einem zukünftigen vollständig liberalisierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt, in dem Stromanbieter aus verschiedenen Regionen miteinander konkurrieren werden, deutscher Photovoltaikstrom bei dem grundsätzlichen (weil durch schlechtere Einstrahlungsverhältnisse bedingten) Standortnachteil wettbewerbsfähig sein kann.

Photovoltaik ist heute eine geeignete Technik für Fälle, in denen für moderaten Strombedarf keine Netzanbindung besteht. Dies gilt für viele mobile Anwendungen, aber auch für stationären Bedarf, bei dem die Kosten einer Netzanbindung vergleichbar oder höher wären als die Investition in ein Photovoltaiksystem mit Stromspeicher. Allerdings ist dieser netzgetrennte Anwendungsbereich mengenmäßig vergleichsweise gering und die Umweltbilanz ist durch die zumeist erforderliche Speicherung der Energie beeinträchtigt, solange etwa die derzeit üblichen Bleiakkumulatoren verwendet werden.

¹⁴ Stromspeicher in der notwendigen Größenordnung und für Zeiten bis zu einem halben Jahr sind nicht absehbar. Siehe Kapitel III.2 dieser Studie.

¹⁵ Quelle: FVS, *Forschungsziele 2009* p.6. Dort wird kein Preis für 2015 angegeben, sondern von „Grid parity“ gesprochen, was als 20-24 c/kWh verstanden werden soll. In ihrer jüngsten Analyse (IEA/PRESS (10)04, Valencia, 11 May 2010) geht die IEA für PV Systeme von Grid parity in „many regions“ für 2020 aus (vor allem Gebiete mit günstigen Einstrahlungsbedingungen).

¹⁶ Der Gesamtpreis für Haushaltskunden pro kWh (ca 19,35 c) setzt sich zusammen aus 11,8 c für Stromerzeugung, Stromtransport und -vertrieb (davon 2-6 c für Erzeugung), 2,7 c Umsatzsteuer, 0,75 c EEG, 0,3 c KWK, 2 c Stromsteuer und 1,8 c Konzessionsabgabe).

5.2–b Technologische Aspekte

Technologisch bestimmen kristalline Siliziumzellen (monokristallin, multikristallin) den Markt noch mit über 90% Anteil, wobei überwiegend multikristalline Zellen eingesetzt werden. Für monokristalline Systeme werden Si-Barren z.B. nach dem Czochalski-Verfahren gezogen und in Wafers zersägt. Dabei geht ca. die Hälfte des Reinst-Siliziums als Sägestaub verloren¹⁷, hinzu kommt noch allgemeiner Säge- und Bruchabfall. Für multikristalline Zellen werden *direct* (oder *directional*) *solidification* Prozesse angewandt. In jüngerer Zeit werden Ribbonverfahren genutzt, bei denen Si-Bänder aus der Schmelze gezogen werden. Mit diesen Techniken entsteht erheblich weniger (Säge-)Abfall.

Ein häufig zitierter Entwicklungsparameter hin zu größerer Wirtschaftlichkeit ist die Erhöhung des Wirkungsgrades, da flächenbedingte Kosten wie Land, Material, Installation etc. mit steigendem Wirkungsgrad der Module sinken. Dieser liegt für Massenware mit monokristallinen und mittlerweile auch polykristallinen Zellen typischerweise um 14% bis 17%, was Zelleneffizienzen von 16 bis 19% entspricht.

Angesichts der absehbaren physikalischen Grenzen wird allerdings mit der Erhöhung des Zellwirkungsgrades allein kein entscheidender Durchbruch zur Wirtschaftlichkeit zu erreichen sein.

Das eingesetzte Silizium macht etwa die Hälfte der Modulkosten und ca. ein Viertel der heutigen Systemkosten aus¹⁸. Übliche Dicken der Siliziumscheiben liegen heute noch bei 180 µm – und dies überwiegend aus mechanischen und nicht optischen oder elektronischen Erfordernissen: dafür reichen ca. 100 µm und mit speziellen Techniken könnten 10-20 µm möglich werden.

Anwendungsnahe Forschung und Entwicklung bei Si-Systemen wird an vielen Fronten betrieben und lässt eine Vielzahl weiterer gradueller Verbesserungen erwarten. Aber damit ist die Entwicklung von Systemen mit dicken Halbleiterschichten (50-200 µm) der „ersten Technologiegeneration“ hin zu Fertigungskosten, die PV mit anderen CO₂-armen Stromerzeugungsmethoden wettbewerbsfähig machen könnten, noch nicht absehbar¹⁹. Der Siliziumeinsatz muss massiv verringert oder Silizium durch Materialien substituiert werden, die, bezogen auf den erzielbaren Stromertrag, erheblich kostengünstiger herzustellen und zu verarbeiten sind und insbesondere auch günstigere Gesamtsystemkosten erlauben. In jedem Fall sind für diese notwendigen *großen* Kostenreduktionen Technologiesprünge erforderlich – und diese können nur in Verbindung mit massiv verstärkter, auch grundsätzliche Aspekte mit einbeziehender Forschung und Entwicklung erreicht werden.

Vermeehrt kommen Dünnschichttechnologien zum Einsatz, bei denen die aktiven Bereiche der Zellen aus homogenem Halbleitermaterial bestehen, das auf separate Trägersubstrate aufgebracht wird. Es werden Entwicklungen auf Si-Basis (amorphes Si auf Glas- oder Metallsubstrat) und mit Materialien mit direkter Bandlücke verfolgt, die eine wesentlich höhere Lichtabsorption aufweisen und damit dünner sein können. Hier sind insbesondere Kupfer-Indium-Selenidzellen (CIS) mit verschiedenen Varianten bei Schichtdicken von wenigen µm oder Cadmiumtelluridzellen (CdTe) zu nennen. Für ihre Herstellung werden Aufdampf- oder Plasmaabscheidetechnologien auf fremde Substraten genutzt. Für diese Zellen wird wesentlich weniger Halbleitermaterial benötigt und damit zeichnen sie sich durch deutlich geringeren Energieeinsatz bei ihrer Herstellung aus. Dünnschicht-Systeme versprechen günstigere wirtschaftliche und auch teilweise technische Eigenschaften (u.a. bei Dachmontage eine leichtere Integration der Module in die äußere Dachhaut). Allerdings haben sie, obwohl ihre Entwicklung bereits wenige Jahre nach der klassischen Si-Technologie

¹⁷Wagenmann, H.-G., Eschrich, H.: Photovoltaik. Teubner, Wiesbaden (2007)

¹⁸Quelle: Kaminiski, J. *Electr. Spectr.* 150 (2006), 105-135.

¹⁹Mit der Finanzkrise im Jahr 2009 sind die Preise sehr stark gefallen – was in diesem Ausmaß wohl ein vorübergehendes Phänomen bleiben wird.

begann, (immer noch) etwas geringere Wirkungsgrade²⁰ und darüber hinaus z.T. besondere Risiken auf Grund der verwendeten Materialien²¹.

Diese Dünnschichtzellen, die gelegentlich als „zweite *Technologiegeneration*“ bezeichnet werden (dazu können auch zukünftige dünne kristalline Siliziumsysteme gerechnet werden), haben seit knapp einem Jahrzehnt die Markteinführung erreicht. Mittlerweile liegt ihr Marktanteil bei ca. 10% mit einer Steigerungsrate von 80% pro Jahr (2007). Der Zuwachs für mono- und polykristalline Si-Zellen dagegen liegt, ausgehend von einem etwa zehnfach höheren Marktvolumen, bei 50% pro Jahr. Für 2010 wird für Dünnschichtzellen ein Weltmarktanteil von 25-30% für wahrscheinlich gehalten²².

Die Kosten von Dünnschicht-Zellen erreichen oder unterschreiten mittlerweile den Wert von $1\$/W_{\text{peak}}$ ²³. Generell müssen vorrangige Ziele künftiger Entwicklung sein, sich auf ungefährliche, rezyklierbare Materialien zu konzentrieren, einen noch wesentlich geringeren Energieeinsatz für Zellen und Module zu erreichen und die Kosten der gesamten Produktionskette zu verringern, um damit den Weg zu wirtschaftlich wettbewerbsfähigeren Systemen zu öffnen.

Der Entwicklungshorizont photovoltaischer Zellen ist mit den genannten Zelltypen noch bei weitem nicht abgesteckt. Die Verwendung optischer Konzentratoren für spezielle Typen von Solarzellen²⁴, Stapelsolarzellen, bandlückenangepasste Zellen²⁵ zur Erhöhung der Effizienz, nanokristalline (Silizium-) Filmtechnologien, mesoskopische Mehrphasensysteme etc. eröffnen Ausblicke auf eine „dritte *Technologiegeneration*“²⁶, ebenfalls mit Chancen für höhere Wirtschaftlichkeit und mit größerer Flexibilität bei der Modulgestaltung. Neben der eigentlichen Zellenentwicklung bleiben Modultechnologie und Systemtechnik sowie Aspekte des Lebenszyklus (Lebensdauer und Alterungsverhalten, Entsorgungstechnik und -kosten etc.) wichtige Forschungs- und Entwicklungsfelder, um diese fortschrittlichen Systeme zur Marktreife voranzutreiben.

Ein anderes innovatives Forschungsfeld besteht aus zwei physikalisch unterschiedlichen Gruppen, den Farbstoff- und den organischen Solarzellen, die zur zweiten Technologiegeneration gezählt werden. Farbstoff-sensibilisierte Zellen gehören nicht zu den halbleiterbasierten Systemen, sondern arbeiten elektrochemisch, z.B. mit einem Elektrolyten²⁷, während organische Solarzellen Polymere, C60, Pentacen, Thiophen oder andere halbleitende Materialien nutzen. Diese Materialien weisen eine hohe Lichtabsorption auf und ihr gegenwärtig noch relativ niedriger Wirkungsgrad wächst bei Zunahme der Arbeitstemperatur – anders als bei den meisten bisher verwendeten anorganischen Zellen. Das könnte sie insbesondere für südliche, sonnenintensive Standorte attraktiv machen.

Diese organischen Materialien weisen aber auch spezifische Probleme auf wie etwa, geeignete Dotierungen mit geringer Diffusionsanfälligkeit zu entwerfen, oder auch z.T. eine ihnen eigene UV-Empfindlichkeit. Im

²⁰ Der derzeit höchste Wirkungsgrad für produzierte Zellen liegt bei 15,4% (Global Solar Energy, Tucson, Sept. 2009)

²¹ Cadmium (CdTe-Zellen) steht hier gegenwärtig im Vordergrund.

²² So hat z.B. China einen Auftrag für die mit nominal 330 MW weltgrößte Solarfarm erteilt, die mit Dünnschichttechnologiezellen (FirstSolar) bestückt wird.

²³ Pressemitteilung FirstSolar, 4th Quarter 2008.

²⁴ Bei diesen auf Raumfahrtanwendungen orientierten Entwicklungen sind Wirkungsgrade um 28% mit kristallinem Si bzw. GaAs erreicht worden.

²⁵ Wirkungsgrade über 30% (bis zu 39%) sind in diesen Labor-Multijunction-Zellen erreicht worden. Damit nähert man sich bereits dem theoretisch möglichen Grenzwirkungsgrad an. Dieser ist deutlich niedriger als der thermodynamische Grenzwert, da je Lichtquant nur ein Elektron-Lochpaar erzeugt wird und der Rest der Photonenenergie in Gitterschwingungen (Wärme) umgewandelt wird, die nicht genutzt werden kann. Bei der „dritten Technologiegeneration“ versucht man u.a., diese Grenze zu überwinden.

²⁶ M.A. Green: *Third Generation Photovoltaics*, Springer Verlag, Berlin (2003). Der Begriff der „dritten Generation“ wird hier weiter gefasst als bei Green.

²⁷ Siehe die nach ihrem Erfinder benannten „Graetzel-Zellen“. Daneben gibt es auch Systeme mit Feststoff-Lochleitern (z.B. spiro-MeOTAD) oder ionischen Flüssigkeiten

Prinzip bestehen im Vergleich zu anorganischen Zellen beachtliche Möglichkeiten der organischen Materialgestaltung und -optimierung. Dafür ist aber wichtig, die physikalischen Mechanismen dieser anders gearteten Systeme möglichst umfassend verstehen und modellieren zu können. Intensive grundsätzliche Forschung und Entwicklung sind erforderlich. Testaufbauten zeigen, dass inzwischen Lebensdauern von einem Jahrzehnt und mehr zu erreichen sind – damit könnte sich eine Perspektive hin zu den in der Praxis geforderten Nutzungszeiten von etwa 20 – 30 Jahren eröffnen. Allerdings sind die bislang erreichten Wirkungsgrade mit ca. 6 Prozent für produktionsrelevante Flächen bei organischen Zellen und Laborwerten um zehn Prozent für Farbstoffzellen noch vergleichsweise bescheiden.

Die jungen Erfolge der Nanotechnologie tragen intensiv dazu bei, dass ganz neue Überlegungen in die innovative Photovoltaikentwicklung Einzug halten, deren Untersuchung aber auch mit großen wissenschaftlich-technischen Herausforderungen verbunden ist²⁸. Sowohl aus der flüssigen Phase als auch im Vakuum aufgebrachte Schichten für den Zellenaufbau erlauben, preiswerte großtechnische roll-to-roll Verfahren zu benutzen und eine Vielzahl von Substraten (auch flexible) zu verwenden. Insgesamt eröffnen sich damit auf Grund preiswerter Materialien, geringer mechanischer Empfindlichkeit und insbesondere einer Herstellung, die eng mit etablierten Massendruckverfahren verwandt ist, Aussichten auf kostengünstige, leichte und variabel einsetzbare Systeme.

Wenngleich es noch viele wissenschaftlich-technische Hürden zu überwinden gilt, bieten diese neuen Konzepte, bei denen vergleichsweise niedrige Kosten in Aussicht stehen, grundsätzlich interessante Perspektiven. Diese Entwicklungen sollten deshalb gemeinsam mit denen der anorganischen Systeme intensiv vorangetrieben werden, auch, weil sich hier neben der photovoltaischen Anwendung ein breiter Bereich möglicher organischer Elektronik abzeichnet.

5.2–c Nachhaltigkeitsbilanz

Ein wichtiger Aspekt ist die Umwelt- und Nachhaltigkeitsbilanz von Energiesystemen, also die Frage der Schadstoffe, Gefahren und des Energieeinsatzes bei Herstellung und Verwendung. Die bisher eingesetzten Photovoltaik-Systeme haben im Vergleich zu den sich abzeichnenden neuen Photovoltaik-Konzepten, aber auch zu anderen erneuerbaren Energiesystemen, eine ungünstige Klima- und Nachhaltigkeitsbilanz unter anderem, weil die Produktion der kristallinen Siliziumwafer für gegenwärtige Dickschicht-Solarzellen sehr energieintensiv ist. Die kumulierten Emissionen von PV-Systemen werden für 2010 auf circa 90 mg SO₂, 100 mg NO_x und 50 g CO₂ je kWh geschätzt²⁹. Die CO₂ Emissionen je kWh liegen damit noch erheblich über denjenigen anderer erneuerbarer Energiesysteme³⁰. Auch die Energierückzahlungszeit beträgt in Deutschland und vergleichbaren Ländern für aktuelle multikristalline Si-Systeme noch etwa drei Jahre, für Dünnschicht-Systeme ca. 1,5 Jahre³¹. Natürlich ist die Nachhaltigkeitsbilanz in südlicheren Regionen wegen des dort höheren Stromertrags deutlich vorteilhafter als in Deutschland mit seiner geringen Solareinstrahlung.

²⁸ Vgl. M. Riede et al. *Nanotechnology* 19, 1 (2008)

²⁹ C. Kruck, L. Eltrop: *Perspektiven der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergienutzung für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland* FKZ A204/04 Endbericht (IER Stuttgart, 2007). Jungbluth et al [30] kommen mit dem deutschen Strom- und PV-Systemmix auf 84 g CO₂/kWh. 2005 betragen die PV-Emissionen für CO₂ noch circa 40%, für SO₂ 500% und für NO_x 70% derjenigen moderner Erdgas GuD-Kraftwerke (Quelle: A. Voss, IER Stuttgart).

³⁰ ebda. N. Jungbluth, M. Tuchschnidt, M. Scholten-de Wild: *Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update of ecoinvent data v2.0*, www.esu-services.ch (2008).

³¹ Die Energierückzahlungszeit ist die Zeit, bis die Anlage die bei Herstellung aufgewandte Energie wieder als Ertrag geliefert hat. Alsema (ECN Utrecht, 2006) nennt für Monokristalline /polykristalline / Ribbonsysteme Energierückzahlungszeiten von ca. 5, 3,5 und 3 Jahren. Der FVS benennt aktuell 3 Jahre (Forschungsziele 2009). Swiss Solar gibt nach einer Studie der ETH Zürich und PSI Villigen für die Schweiz 5,6 Jahre an. Mit Dünnschichtsystemen können in Südeuropa 0,8 Jahre und in Deutschland ca. 1,5 Jahre erreicht werden.

Generell ist der Materialeinsatz der wichtigste Faktor für die Energiebilanz. Dünnschichttechnologien sind hier vorteilhaft; gleiches gilt für neue Ansätze hin zu deutlich dünneren Si-Zellen. Im Vergleich sollten Farbstoff- und organische Systeme exzellente Werte erzielen können und überdies auch gute Umwelteigenschaften aufweisen. Allerdings muss neben den Zellen bzw. Modulen auch der Rest des Systems mit betrachtet werden, so dass sich in der Gesamtbilanz der Gewinn aus diesen erheblich günstigeren Zeleigenschaften relativiert. Insgesamt aber eröffnen die neuen Technologien Perspektiven hin zu wesentlich attraktiveren Nachhaltigkeitsbilanzen.

5.2–d Spitzenstellung durch verstärkte Forschung und Entwicklung

Forschung und Entwicklung sind der Schlüssel für eine volkswirtschaftlich sinnvolle und beschleunigte Entwicklung hin zu kostengünstigen und umweltfreundlicheren Photovoltaiksystemen. Deshalb überrascht, dass trotz des massiv über das EEG unterstützten Marktes die Forschungs- und Entwicklungsintensität der Photovoltaikindustrie in den letzten Jahren von 2% auf unter 1,5% des Umsatzes gesunken ist³². Diese (geringen) FuE Aktivitäten konzentrieren sich dabei vorwiegend auf fertigungsnahe Aspekte. Zum Vergleich: Die großen Pharmafirmen haben eine Forschungsintensität von 15-20%, Microsoft 13,8%, Nokia 11,8% und Intel 15,2%³³. Auch die öffentliche Forschungsförderung ist verglichen mit 2,8 Milliarden EEG-Marktunterstützung allein für Photovoltaik im Jahr 2008 bescheiden. Die FuE-Aufwendungen des Bundes für die gesamte nichtnukleare Energieforschung betragen nur 322,8 Millionen €³⁴.

Häufig wird auf eine historische *Lernkurve* hingewiesen, „mit der Solarstrom alle 7 - 10 Jahre um den Faktor 2 kostengünstiger wird“³⁵. Damit wären noch 28 - 40 Jahre und eine -zigfache Ausweitung des Marktvolumens erforderlich, bis Photovoltaik wettbewerbsfähig würde. Die Stromeinspeisekosten für die 0,6%, die Photovoltaik im Jahr 2008 zur Bruttostromerzeugung beitrug, entsprachen ca. 8% der gesamten Stromerzeugungskosten³⁶. Allein für die Ende 2008 bestehenden Anlagen erfordert die für 20 Jahre festgeschriebene Stromeinspeisevergütung nach dem EEG³⁷ bereits ca. 30 Milliarden €. Mit dem von der Industrie erwarteten weiter exponentiell wachsenden Markt wird diese Verpflichtung auf ein Vielfaches anschwellen, sofern die Einspeisevergütungen nicht stärker als derzeit vorgesehen gesenkt und/oder die Mengen gedeckelt werden. Die Gültigkeit der *Lernkurve* – eine wesentliche Motivation für das EEG – ist für die Zukunft wenig wahrscheinlich, da die Technologieentwicklung zunehmend an physikalische Grenzen stößt³⁸, das heißt es müssen neue Wege eingeschlagen werden. Deshalb sollten Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen intensiviert werden, die Technologiesprünge ermöglichen – Ansätze dazu sind, wie geschildert, vorhanden.

³² BSW Faktenblatt 2009, Daten für 2008; Vgl. auch: Konzernbericht SolarWorld 2008 und Europäische Kommission, COM (2009) 519 final. Das BMU (s. IDW 18.11.2008) nennt für Photovoltaik FuE 150 Mio € seitens der Industrie und 40 Mio € für das BMU.

³³ Quelle: Booz&Co. Zitiert nach FAZ v. 29. 10.2009

³⁴ Bundesbericht Forschung und Innovation 2008, s.a. IDW 18. 11. 2008 Forschungsverbund Sonnenenergie

³⁵ E. Weber (FHG), zit. nach IDW – Forschungsverbund Sonnenenergie 18.11.2008, 11:23 news 289271

³⁶ 2008 betrug die deutsche Bruttostromerzeugung ca. 617 Milliarden kWh, einem Umsatz entsprechend von ca. 36 Milliarden €. 0,6% der Stromerzeugung wurden mit Photovoltaik beigetragen. Dafür belief sich – allein in diesem Jahr – die EEG-Vergütung auf 2,8 Milliarden €.

³⁷ Auf die Problematik dieser ausufernden Kosten hat zuerst F. Vahrenholt (Repower, heute RWE Innogy) hingewiesen, siehe z.B. DIE WELT, 7. Februar 2009. Diese Situation setzt sich fort: Allein für die im Jahr 2009 in Deutschland neuinstallierten PV-Systeme (mit einer Jahresdurchschnittsleistung von ca. 300 MW entsprechend 3 GW_{peak}) belaufen sich die über das EEG vom Stromkunden zu tragenden Kosten auf mehr als 14 Milliarden € (Quelle: SpiegelOnline, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,684477,00.html>).

³⁸ Die üblicherweise dargestellte Lernkurve der Photovoltaik gibt je Verdopplung des Marktvolumens eine Kostenreduktion von 20%, obwohl manchmal auch nur 10% genannt werden (s. z.B. Gladwell, M. The Tipping Point, Little, Brown&Co. New York 2000). Beispielsweise ist aber der mögliche Performance-Gewinn bezogen auf den Black-Body limit für Labor-Si-Zellen mittlerweile auf unter 20% gesunken und die Physik und Technologie der Si-Zellen ist heute sehr gut verstanden. Überdies gibt es Befürchtungen, dass das geforderte massive PV-Ausbauszenario ohne einen Technologiesprung möglicherweise deshalb in Schwierigkeiten geraten könnte, weil verfügbare Ressourcen von Materialien wie Silber erschöpft werden könnten (Quelle: PV Status Report 2008, JRC, Europ. Kommission, 2009).

Auch aus anderem Grund ist zu prüfen, ob die EEG Marktunterstützung ihren Zweck für die deutsche Volkswirtschaft erfüllt, denn mittlerweile wird bei Solarzellen der deutsche Export vom Import nach Deutschland deutlich übertroffen. Keine der großen Firmen, die heute auf dem sich zunehmend durchsetzenden Gebiet der Dünnschichttechnologie die Marktdurchdringung anführen, hat ihren Firmensitz in Deutschland oder Europa. Nur die deutsche Zulieferindustrie, die lediglich einen kleineren Anteil am Umsatz der Branche hat, boomt angesichts der Aufträge für den Bau von PV-Fabriken in aller Welt, insbesondere in Asien. Das mit Abstand größte und attraktivste Absatzgebiet für diese neuen Fabriken ist bislang der deutsche durch das EEG finanzierte Markt, allerdings wächst nun auch der Weltmarkt³⁹. Eine starke deutsche Exportstellung (nicht nur in der Zulieferindustrie) kann langfristig nur mit innovativen, kostengünstigen Photovoltaiksystemen ausgebaut werden.

Für den Erhalt einer Spitzenstellung ist es notwendig, die öffentliche Forschung und Entwicklung deutlich zu verstärken, sowohl für eine massiv beschleunigte Weiterentwicklung Silizium-basierter Konzepte als auch für die rasche Entwicklung der neuen Ansätze bei (amorphen und kristallinen) Dünnschichtzellen sowie Farbstoff- und organischer Photovoltaik.

Eine Verstärkung der öffentlichen Forschung muss dabei allerdings einhergehen mit der Anhebung von FuE-Aufwendungen der Photovoltaik-Industrie auf ein (zehnfach höheres) Niveau, das vergleichbar mit dem anderer innovativer Industriezweige ist. Dafür ist jedoch das Instrument des EEG erwiesenermaßen kein Anreiz.

5.3 Konzentrierende Solarthermische Stromerzeugung

Hochtemperatur-Solkraftwerke (konzentrierende Solarthermie, CSP⁴⁰), die direkte Sonnenstrahlung mit Spiegeln auf Absorberelemente fokussieren, können einen hohen Prozentsatz der auf eine sehr große Fläche auftreffenden und reflektierten Sonnenstrahlung für die Erhitzung eines Mediums (z.B. Luft oder Wasserdampf) je nach Auslegung auf Temperaturen von 500 – >1000°C nutzen. Für den Gesamtwirkungsgrad der Elektrizitätserzeugung ist eine hohe Temperatur der entscheidende Faktor. Gegenüber heutiger großtechnischer Photovoltaik kann mit CSP-Systemen ein um etwa 50% höherer Flächen-Gesamtwirkungsgrad erzielt werden, d.h. für die gleiche elektrische Leistung sind nur zwei Drittel der sonnenbeschienenen Fläche erforderlich.

Wegen seiner vergleichsweise schwachen solaren Direkteinstrahlung bietet Deutschland für konzentrierende Solarthermie keine geeigneten Bedingungen. Es müssen grundsätzlich Standorte niedriger geographischer Breite genutzt werden – also z.B. der Sonnengürtel Nordafrikas bzw. Südeuropas. In Nordafrika sind bei 32° nördlicher Breite an direkter (normaler) Jahresstrahlung ca. 2500 kWh/m² und bei 23° knapp 3000 kWh/m² verfügbar⁴¹. Ein Kraftwerk mit 1 km² Fläche und 50% effektiver Spiegelfläche könnte in Nordafrika ca. 90 MW jährlicher mittlerer Leistung erbringen. Pilotprojekte sind in Vorbereitung und, sofern die erwarteten Eigenschaften demonstriert werden können, wäre es denkbar, dass große Kraftwerksparks aufgebaut werden könnten⁴². Gegenüber Deutschland und auch z.T. Südeuropa ist besonders der wesentlich ausgeglichene Jahresgang der Solareinstrahlung bedeutsam, da er gleichmäßige Jahresverfügbarkeit von Solarkraftwerken bei hoher Leistung ermöglicht (siehe Abb. 1).

³⁹ Für das kommende Jahrzehnt sind in China und Indien Pläne angekündigt worden für einen PV-Ausbau in den zweistelligen GW-Bereich. Auch in den USA kann ein ähnlich großer Markt erwartet werden. In diesen Ländern gibt es große Regionen mit erheblich besseren Einstrahlungsbedingungen als in Deutschland.

⁴⁰ Concentrating Solar Power

⁴¹ Quelle: Satelight und DLR: *Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region (MEDCSP)*. Studie für das BMU, Stuttgart, 2005.

⁴² vergl. die DESERTEC und ESTELA Initiativen

Für Europa sind die südeuropäischen und insbesondere die nordafrikanischen Sonnengebiete diesseits des 32. Breitengrads von der Entfernung her zunächst die interessantesten. Hier kann Sonnenenergie in großem Stil gewonnen werden, ohne dass wesentliche ökologische Schädwirkungen zu erwarten sind. Auch kann konkurrierende Flächennutzung keinen vergleichbaren wirtschaftlichen Ertrag abwerfen. Weltweit gibt es für CSP jedoch auch noch viele andere attraktive Gebiete, zu denen u. a. der Nahe Osten, Bereiche von China und Indien, Australien und die Wüstengebiete in den südlichen USA gehören. CSP kann in Zukunft einen wesentlichen Anteil der Stromversorgung der genannten Standortregionen decken. Damit ist CSP ein ausserordentlich viel versprechendes Gebiet für die deutsche Industrie, die gegenwärtig eine führende Rolle auf diesem Gebiet einnimmt.

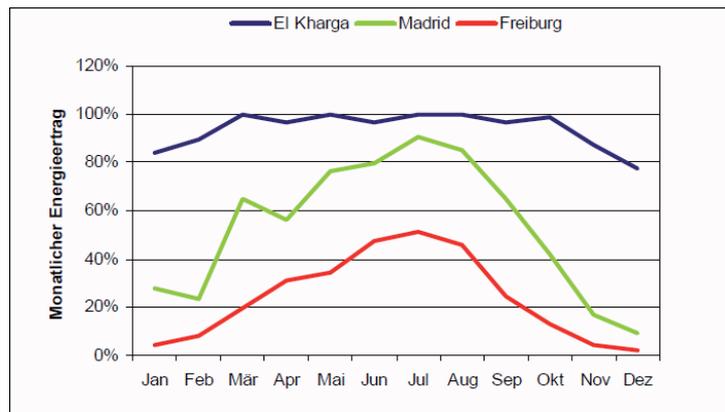


Abb. 1: Jahresverlauf der solaren Energieerträge an drei verschiedenen Standorten. Diese Grafik zeigt deutlich den Vorteil nordafrikanischer Standorte („El Kharga“) in Hinblick auf einen ausgeglichenen Jahresgang. (Quelle: Meteonorm 2005, nach N. May, TU Braunschweig, 2005⁴³)

Aber auch für die deutsche (und noch mehr die europäische) Stromversorgung kann CSP in südlichen Breiten eine langfristig wesentliche Rolle spielen. Auf der technischen Seite erfordert dies neben der Lösung vieler Probleme im Bereich des eigentlichen Kraftwerks ein geeignetes Übertragungsnetz von den Erzeugungsregionen in Südeuropa oder Nordafrika nach Deutschland. Für die Übertragung der elektrischen Energie über große Strecken scheiden konventionelle Drehstromnetze wegen zu hoher Verluste aus, stattdessen muss Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) genutzt werden. Bezogen auf ca. 3.000-4.000 km Leitungslänge⁴³ bis nach Deutschland müssen dabei ca. 20% Verluste eingerechnet⁴⁴ und Investitionskosten im Bereich von ca. 300-500 €/kW (entsprechend ca. 10% der Kraftwerksinvestition) aufgebracht werden⁴⁵.

Beim Vergleich mit anderen Erzeugungsarten elektrischer Energie, z.B. Geothermie, (sauberen) fossilen Kraftwerken oder Kernenergie, muss berücksichtigt werden, dass bei Solarthermie die Speicherung der Wärmeenergie erforderlich ist, um einen bedarfsangepassten Tag-Nacht-Gang zu erhalten. Lösungen für Speichersysteme in der erforderlichen Größenordnung sind vorgeschlagen worden⁴⁶, allerdings existiert noch keine Erfahrung, um deren praktisches Potenzial zu bewerten. Es geht grundsätzlich nicht um Strom-, sondern um Wärmespeicherung über Stunden (bis max. 15 Stunden, um die Nacht zu überbrücken); die

⁴³ Für die Aachen-Algerien-Leitung ist eine Länge von 3117 km projektiert, davon 18 km als Seekabel an der Meerenge von Gibraltar. Die Trasse von (Süd-)Libyen nach Mailand kommt auf 3.108 km, davon 373 km Seekabel. (Nach N. May, *Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa*. Inst. f. Geoökologie, TU Braunschweig, 2005)

⁴⁴ Die Verluste einer Doppel-Bipolarleitung werden bei 800 kV mit 2,5-3,7% pro 1.000 km angegeben (Quelle: May, TU Braunschweig a.a.O.). Hinzu kommen neben geringen stromunabhängigen Verlusten Gleich- und Wechselrichterverluste.

⁴⁵ Die Kosten liegen bei ca. 300-500 Mio € je 1000 km plus Kosten von 350 Mio € pro Station für 5 GW Übertragungsleistung. (Nach N. May, a.a.O.)

⁴⁶ Salzschnmelzen und andere Phasenübergangsmedien sowie einfache, preiswerte Speicher aus Beton- oder Schüttmaterial (Kies) sind einige gegenwärtig in Erprobung befindliche Systeme.

gegenwärtig untersuchten Speichersysteme eignen sich bei den anfallenden großen Wärmemengen nicht für Speicherung über längere Zeit. Alternativ oder komplementär zur Speicherung eröffnet sich bei Solarthermie überdies die in manchen Anwendungsfällen attraktive Möglichkeit, durch (fossile oder Biomasse-) Beifeuerung im Kraftwerk die Leistung unabhängig von der Sonneneinstrahlung dem Bedarf anpassen zu können⁴⁷.

Für die Solarspiegel der CSP stehen verschiedene technische Lösungen zur Verfügung. Am häufigsten wurden bisher Parabolrinnensysteme eingesetzt, die die Strahlung auf eine im Fokus der Rinnen liegende Röhre mit ölbasierter Thermoflüssigkeit konzentrieren und diese erhitzen. Vakuumisolierung und selektive Beschichtungen der Röhre sind wichtig für Temperaturen über 200° und damit einen ausreichend hohen – wenn auch im Vergleich zu fossilen Großkraftwerken bescheidenen – thermodynamischen Wirkungsgrad, ebenso wie die geometrische Präzision der Parabolrinne und ihre Verwindungssteifigkeit bei Windlast und Nachführung des Spiegelsystems. Mit dieser Form der solarthermischen Stromerzeugung sind bisher die mit Abstand umfangreichsten praktischen Erfahrungen gesammelt worden⁴⁸. Gegenwärtig begrenzt die chemische Stabilität von Thermoölen die Nutztemperatur auf ca. 350° – 400°C⁴⁹. Wasser als Thermomedium im Primärkreislauf erlaubt höhere Temperaturen und thermodynamische Wirkungsgrade zu erreichen. Erfolgreiche Versuche an Parabolrinnen sind auch mit Direktverdampfung unternommen worden – allerdings bislang ebenfalls nur bis zu 400°C Vorlauftemperatur⁵⁰.

Alternativ zu den relativ aufwändigen, da großen und stark gekrümmten Spiegeln von Parabolrinnenanlagen werden in jüngster Zeit planar angeordnete Fresnelspiegel getestet, die eine wesentlich geringere Krümmung und damit niedrigere Fertigungskosten haben als auch eine hohe Flächenausnutzung ermöglichen und geringere Windangriffsflächen bieten. Mit 450°C wurde in solchen Anlagen eine vergleichsweise hohe Arbeitstemperatur erreicht⁵¹.

Gegenüber nur einachsigen fokussierbaren Rinnen, die eine Konzentration bis zu einem Faktor 100 erreichen, bieten Dish-Sterling-Systeme und Solarturmanlagen die Möglichkeit einer zweiachsigen Fokussierung und Nachführung und erlauben, durch bessere Konzentrationsfaktoren das Wärmemedium in einem Empfänger auf wesentlich höhere Temperaturen aufzuheizen. Dish-Sterling-Systeme nutzen einen rotationssymmetrischen Parabolspiegel mit kardanischer Aufhängung, der die Solarstrahlung auf einen Absorber richtet, dessen Medium über einem Sterlingmotor einen elektrischen Generator antreibt. Einzelsysteme im Bereich von bisher einigen 10 kW können zu MW-Gesamtanlagen zusammengeschaltet werden. Um einen hohen Wirkungsgrad des Sterling-Motors über ein größeres Zeitintervall auch außerhalb der Spitzeneinstrahlung im Tagesgang zu gewährleisten, werden die Spiegel etwas überdimensioniert. Langfristig werden bei Dish-Sterling-Systemen Stromgestehungskosten von 10 – 20 c/kWh als erzielbar angesehen⁵².

Für große Leistungen sind insbesondere Solartürme geeignet, die mit großen Spiegelfeldern im zig-MW-Bereich arbeiten können und die Aussicht bieten, Temperaturen von 800° – 1000°C und mehr zu erreichen. Diese Temperaturen ermöglichen sowohl Hochtemperaturchemieprozesse als auch Elektrizitätserzeugung. Für letztere werden Salzschnmelzen⁵³ oder – bei europäischen Projekten bevorzugt – Wasserdampfkreisläufe

⁴⁷ Bei Photovoltaik scheiden beide Möglichkeiten aus – in dem erforderlichen Umfang stehen Stromspeicher auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung oder sind mit hohen Verlusten behaftet und statt Beifeuerung wären völlig separate zusätzliche fossile oder Biomassekraftwerke erforderlich.

⁴⁸ Die weltweit größten Anlagen sind AndaSol-1 (mit einem Salzschnmelzespeicher für 7,5 Stunden ausgerüstet) und Andasol-2 mit je 560.000 m² Spiegelfläche und 50 MW_{el}. Weltweit ist der Bau von Parabolrinnenkraftwerken mit insgesamt >2 GW in Vorbereitung.

⁴⁹ Die Obergrenze bei bekannten Thermoölen liegt bei 550° Grad.

⁵⁰ DISS Projekt, Plataforma Solar, Almeria.

⁵¹ Eine 1 MW_{therm} Versuchsanlage auf der Plataforma Solar de Almeria (DLR).

⁵² Quelle: B. Hoffschmidt, Solar Institut Jülich

⁵³ Z.B. bei Projekten in den USA. Diese Salzschnmelzen können zugleich als Speichermedium genutzt werden.

gewählt, die bei $\sim 550^\circ - 650^\circ\text{C}$ betrieben werden⁵⁴. Typische Dampfzustände für konventionelle Kraftwerkstechnologie sind damit erzielbar und Jahresgesamtwirkungsgrade über 30% sollen erreicht werden können. Entwicklungen gehen dahin, den Wirkungsgrad mit Heißluft und Dampf über den Einsatz von Gasturbinen mit nachgeschalteten Dampfturbinen zu steigern. Für hohe Wirkungsgrade sind Kühltürme mit Verdampfungskühlung erforderlich, was die Zufuhr von Frischwasser in die sehr ariden Regionen erfordert und zusätzliche Investitions- und Betriebskosten verursacht.

Weltweit werden derzeit konzentrierende Solarthermieanlagen mit einer integralen Leistung von 500-1.000 MW gebaut, davon allein 200 MW in Spanien⁵⁵. Von der Branche wird in einem Jahrzehnt eine installierte Leistung von >20 GW erwartet, wobei wie üblich mit exponentiellem Zuwachs und entsprechender politischer Unterstützung gerechnet wird. Die Wirtschaftlichkeit dieser Stromerzeugung⁵⁶ wird sich erst dann abschließend bewerten lassen, wenn ausreichend große Pilotprojekte langfristig geprüft worden sind, was u. a. im Rahmen der DESERTEC- oder ESTELA-Initiativen geschehen könnte⁵⁷. Schätzungen, die auf Kraftwerkserfahrungen in Spanien basieren, gehen davon aus, dass die energetische Amortisationszeit in der Größenordnung von 4-6 Monaten liegen kann.

Die gegenwärtig erwarteten Investitionskosten könnten zu Stromerzeugungskosten um die 16 c/kWh führen⁵⁸, wozu noch Kosten für die Übertragung hinzukommen. So muss auch für die solarthermische Stromerzeugung (CSP) gefragt werden, ob eine Lernkurve denkbar ist, die sie langfristig über die regionale Stromversorgung hinaus wettbewerbsfähig macht, wobei die Erzielung eines 24h-Betriebes mit hoher Jahresverfügbarkeit (ggf. Zufeuerung von Biomasse) einer der wichtigsten Aspekte ist. Für günstige Standorte (also für europäische Interessen Nordafrika) werden Stromgestehungskosten auf dem Niveau fossiler Mittellast- und vielleicht Grundlasterzeugung propagiert⁵⁹, die aber nicht aus einer Lernkurve bei weitgehend statischer Technologie abgeleitet werden können. Auf negative Aspekte einer massiven Marktunterstützung wurde im Zusammenhang mit der Photovoltaik hingewiesen; bei der Entwicklung der solarthermischen Stromerzeugung sollten sie bedacht werden.

Obwohl nicht eigentlicher Gegenstand dieser Untersuchung, sei auf die politischen Risiken hingewiesen, die bei langfristigen Investitionen in Drittländer für gesellschaftlich existentielle Dienste wie die Energieversorgung bestehen. Bei Solar- oder anderen Kraftwerken außerhalb der EU muss von einer Situation der politischen Abhängigkeit und Versorgungs(un)sicherheit bezüglich Stromlieferungen ausgegangen werden, die grundsätzlich mit derjenigen bei fossilen Brennstoffen vergleichbar ist. Allerdings ist die partnerschaftliche wirtschaftliche Entwicklung der südlichen Mittelmeerländer aus vielfältigen Gründen ein zentrales außenpolitisches Anliegen der EU. Eine geeignete Elektrizitätsversorgung der Region ist dafür eine wesentliche Voraussetzung, die mit solarthermischen Kraftwerken wohl am besten klimaneutral erfüllt werden

⁵⁴ Mehrere kommerziell betriebene Turmkraftwerke sind in Spanien und den USA in Betrieb bzw. im Bau.

⁵⁵ 2009. Quelle: B. Hoffschmidt, S. Alexopoulos, DPG Tagung Hamburg 2009.

⁵⁶ Die IEA (IEA/PRESS (10)04, Valencia, 11 May 2010) erwartet, dass CSP an den günstigsten Standorten um 2020 für Mittellast und um 2025-2030 mit thermischen Speichern für 24h-Betrieb für Grundlasterzeugung wettbewerbsfähig werden könnte und nennt Nordamerika, Nordafrika und Indien bezüglich des Aufbaus der größten Erzeugungskapazitäten und schätzt, dass etwa die Hälfte der nordafrikanischen Stromproduktion nach Europa exportiert werden wird.

⁵⁷ Siehe www.desertec.org, bzw. [Mediterranean solar plan \(www.estelasolar.eu\)](http://www.estelasolar.eu)

⁵⁸ Eigene Berechnungen auf Basis von Zahlen für Investitionsvolumina und laufende Betriebs- und Wartungskosten je kW nach Greenpeace „*energy [r]evolution 2009*“ bei 30 Jahren Betriebszeit und Finanzierung zu 4,5%. Weiter wurde angenommen, dass Investitionskosten von zukünftig 4.900€/kW_{peak} (gegenwärtig $\sim 6.340\$/\text{kW}_{\text{peak}}$, beide Zahlen nach Greenpeace) für eine Anlage mit einem Speicher, der die Betriebszeit um 5,5 Std. täglich auf 3000 kWh/a produzierten Strom erweitert, erforderlich sind, die Anlage 85% Jahresverfügbarkeit hat und Leitungsverluste in Höhe von 20% für 80% des Stroms anfallen. (Für den Rest des Stroms wird Verbrauch in der Erzeugungsregion angenommen.)

⁵⁹ Siehe z.B. Greenpeace, *energy [r]evolution 2009*. Mit der von Greenpeace angenommenen Kostendegression bis 2050 von 7.530 $\$/\text{kW}$ auf 4.320 $\$/\text{kW}$ könnte, wenn durch Erweiterung von Speichermöglichkeiten eine Stromproduktion auf 24 h pro Tag möglich würde, ein nichtsubventionierter wirtschaftlicher Betrieb bei 5 c/kWh zu erwarten sein (heutige Preise, ohne Berücksichtigung der Leitungs- und Stromtransportkosten).

könnte. Längerfristig ist die Entwicklung eines Geflechts wirtschaftlicher Verbindungen erhofft, welches Verlässlichkeit auch in Hinblick auf Energielieferungen fördern sollte. Für den Fall eines Ausbaus solarer Energieerzeugung in Nordafrika auf ein Maß, das langfristig einen nicht unerheblichen Anteil an der europäischen bzw. deutschen Stromversorgung erreichen würde, kann bemerkt werden, dass Strom im GW-Bereich, der über den Eigenbedarf der Region hinausgeht, nur dorthin geliefert werden kann, wohin HVDC-Leitungen gebaut worden sind, und diese werden mit Europa als Hauptinvestor nach Europa führen, zumal andere Abnehmer in der erwarteten Größe auch langfristig nicht in erreichbarer Entfernung existieren werden. Im Falle einer Unterbrechung der Stromlieferungen würden die wirtschaftlichen Folgen auch massiv den Erzeuger treffen, da nicht gelieferte Strommengen aus Solaranlagen als Handelsgut samt der daraus erzielbaren Erträge unwiederbringlich verloren sind – anders als bei gespeicherten bzw. längerfristig speicherbaren fossilen Brennstoffen. Insofern wird ein hohes Interesse der Lieferstaaten bestehen, die verfügbare Solarenergie in Strom zu wandeln und diesen auch zu liefern.

II.6 Windkraft

6.1 Windkraft in Deutschland und weltweit

Die Windkraft hat in Deutschland seit Beginn der 1990er Jahre dank eines großzügigen staatlichen Markteinführungsprogramms eine fulminante Entwicklung genommen und war die bei weitem am schnellsten wachsende erneuerbare Energie. Ende des Jahres 2009 drehten sich etwas über 21.000 Windräder mit einer Nennleistung von insgesamt 25,8 GW, die in 2009 37,8 TWh Strom erzeugten (7% weniger als in 2008, da 2009 ein schwaches Windjahr war), was einem Anteil von 6,3% an der Stromproduktion entsprach [1].

Die in Windenergieanlagen (WEA) erzeugte Strommenge übertraf im Jahr 2004 mit 25 TWh zum ersten Mal den Strom aus Wasserkraft. Im Jahr 2008 war die elektrische Energie aus WEA schon auf 40,6 TWh angestiegen und trug damit 6,4% zur Stromerzeugung bei (s. Tab.1). Weltweit betrug der Beitrag der Windenergie zur Stromerzeugung in 2008 allerdings nur 1,2% und lag damit weit unter dem der Wasserkraft mit knapp 16% [2] (in einer Studie zum weltweiten Ausbau CO₂-freier Stromerzeugungsmethoden sieht die IEA den Windkraftanteil allerdings bis 2050 auf 12% ansteigen [3]).

	Installierte Windleistung (GW)	Erzeugte elektrische Energie (TWh/a)	Mittlere Windleistung (GW)	Jährliche Volllast- Stundenzahl	Anteil an gesamter Stromproduktion
weltweit	121,2	260	29,7	2145	1,24 %
Deutschland	23,9	40,6	4,6	1700	6,35 %

Tab. 1: Im Jahr 2008 in Deutschland und weltweit installierte Windleistung, erzeugte elektrische Energie, mittlere Windleistung, Volllaststundenzahl und Anteil der Windenergie an der gesamten Elektrizitätsproduktion (Quellen: Bundesministerium für Umwelt (BMU) [1], World Wind Energy Association (WWEA))

Als Vorreiter beim Aufbau von WEA ist Deutschland inzwischen von anderen Ländern überholt worden: In 2008 lag Deutschland beim Neubau mit einer Nennleistung von 6,6 GW weit hinter den USA (31,6 GW) und China (23,8 GW) und etwa gleich auf mit Indien (6,6 GW) und Spanien (6,1 GW).

6.2 Ausbau der Windenergie, hauptsächlich auf hoher See

Bisher wurden die WEA an Land (Onshore) errichtet, bevorzugt in Küstennähe, wo der Wind wesentlich stärker weht als im Binnenland (s. Abb.1a). Entsprechend liegt in Deutschland die Zahl der Volllaststunden pro Jahr im Mittel zwischen etwa 1.000 in Bayern und 2.200 in Schleswig-Holstein (von 8760 Stunden im Jahr). Inzwischen sind allerdings an Land die meisten Standorte mit guter Windhöffigkeit bereits belegt und eine Erhöhung der Gesamtleistung kann nur durch „Repowering“, d.h. den Ersatz alter durch neue, leistungsfähigere WEA am gleichen Standort, erreicht werden. Dabei gibt es immer häufiger Akzeptanzprobleme, da die Bevölkerung sensibel auf den Neubau größerer WEA mit Leistungen im MW-Bereich reagiert (Optik, Lärmbelästigung u. a.).

In Zukunft wird ein Großteil der neuen WEA auf offener See (Offshore) errichtet werden, vor allem weil der Wind dort wesentlich stärker und gleichmäßiger weht als zu Lande (s. Abb.1b), was sich in einer etwa doppelt so hohen Volllaststundenzahl (ca. 3800 verglichen mit ca. 1800 zu Lande) ausdrückt. Deutschland geht mit dem Bau von WEA in der Ausschließlichen Deutschen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nord- und Ostsee einen konsequenten Schritt in Richtung zu ertragreicheren Windstandorten. Die technische Realisierung wird allerdings dadurch erschwert, dass sich die Vorstellung durchgesetzt hat, die WEA müssten von Land aus möglichst unsichtbar sein, was sie weit hinaus auf hohe See, zu Wassertiefen von 30m und mehr, getrieben hat.

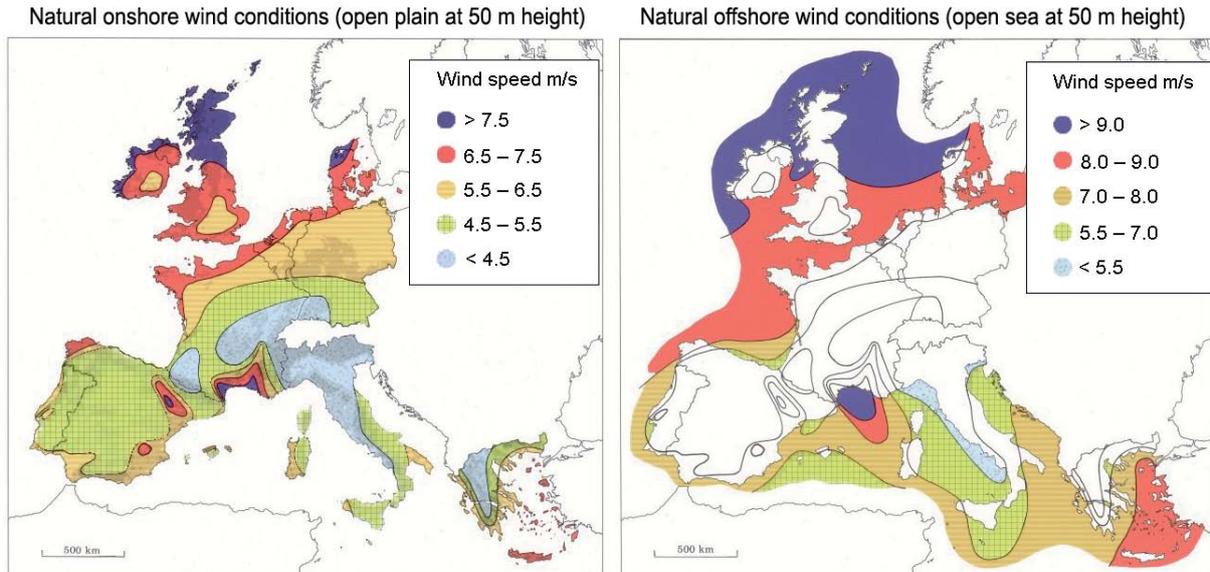


Abb.1: Windverhältnisse in Europa onshore (links) und offshore (rechts), lokale Variationen sind geglättet.
(Quelle: aus dem *European Wind Atlas*, © Risø National Laboratory, Risikilde, Denmark, vereinfacht)

- Der erste deutsche Offshore-Windpark, „Alpha ventus“ (Gemeinschaftsunternehmen von EWE, E.ON und Vattenfall), ist 2009 in Betrieb gegangen. Er liegt ca. 45 km nördlich Borkum, bei einer Wassertiefe von etwas über 30 Meter, und hat eine Gesamt-Nennleistung von 60 MW (12 WKA mit je 5 MW Nennleistung). Die Investitionskosten betragen insgesamt ca. 250 Mill. Euro, was Kosten von rund 4.200 Euro je kW installierter Leistung entspricht, wobei die Anschlusskosten an das deutsche Übertragungsnetz noch nicht enthalten sind.
- Die Pläne für den weiteren Ausbau der Windeenergie in der Nord- und Ostsee sind inzwischen revidiert: Bis zum Jahr 2013 wird nun eine installierte Windkraftleistung von 2,7 GW erwartet [4] (die dena-Netzstudie [5] war noch von 9,8 GW bis 2015 ausgegangen). Für den langfristigeren Ausbau geht das Bundesministerium für Umwelt in seinem aktualisierten „Leitszenario 2009“ bis zum Jahr 2020 von einer kumulierten installierten Leistung von 9 GW und bis 2030 von 26 GW aus [6].
- In Großbritannien sind Baurechte für neun Offshore-Windparks mit einer Gesamtkapazität von rund 25 (32) GW erteilt worden [7]. Baukosten etwa 90 (110) Milliarden Euro.
- In Europa wird bis zum Jahr 2013 mit einer kumulierten installierten Offshore-Windkraftleistung von 7,1 GW gerechnet [8]. Weltweit erwartet eine neue Studie [9] bis zum Jahr 2020 eine installierte Offshore-Windleistung von 45 GW.

6.3 Staatliche Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Obwohl die WEAs in Deutschland im Laufe der letzten Jahre in immer größere Höhen vorgedrungen sind (die Abmessungen von Rotordurchmesser und Nabenhöhe haben sich zwischen 1996 und 2008 etwa verdoppelt), wo der Wind stärker weht und weniger verwirbelt ist, ist ihre Qualität (Zahl der Volllaststunden pro Jahr) im Mittel nicht gestiegen. Der Grund dafür ist, dass neue WEAs immer mehr auch an weniger geeigneten (windärmeren) Standorten errichtet werden, was durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unterstützt wird: Erstens liegt die Grenze für Förderungswürdigkeit sehr niedrig (bei 60% eines Referenzertrags) und zweitens begünstigt die Formel für die Laufzeitverlängerung der (höheren) Anfangsförderung über die ersten 5 Jahre hinaus schlechte Standorte¹.

¹ Dies wird an folgenden drei Beispielen deutlich: 1) Ertrag = 65% des Referenzertrags: Es bleibt immer bei der höheren Anfangsvergütung; 2) Ertrag = Referenzertrag: Die niedrigere Grundvergütung setzt nach 5 + 6 Jahren ein; Ertrag = 150% des Referenzertrags: Die Grundvergütung setzt bereits nach Ablauf der ersten 5 Jahre ein.

Derzeit beträgt die Förderung der Windkraft nach dem EEG etwa 3 Mrd. Euro pro Jahr (ingespeiste Strommenge in 2009 38 TWh, durchschnittliche Einspeisevergütung ca. 8 Cent/kWh), die auf den Stromkunden umgelegt werden.

6.4 Bedarf der Windenergie an konventioneller Regel- und Reserveleistung

Größtes Problem der Windenergie sind ihre großen zeitlichen Schwankungen, sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf. Die Schwierigkeit, das nie ganz genau vorhersehbare Energieangebot mit dem jeweiligen Strombedarf in Einklang zu bringen, wächst natürlich, je größer der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung ist. Schon heute, bei einem Windenergieanteil von gut 6%, ist die Grenze des derzeit technisch Möglichen gelegentlich überschritten, wie die Tatsache zeigt, dass es zu extrem windreichen Stunden zu Überschüssen in der Stromproduktion kommen kann, die zu negativen Strompreisen an der deutschen Strombörse führen.

Um sich ein Gefühl für die beträchtlichen Anforderungen an Regel- und Reserveleistung, die mit dem Ausbau der Windenergie verbunden sind, zu verschaffen, ist es hilfreich, die Ergebnisse einer neuen Studie des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart [10], zu betrachten, in der unter bestimmten vereinfachenden Annahmen² der „Leistungskredit“ der installierten Windanlagenkapazitäten berechnet wurde (s. Abb.2).

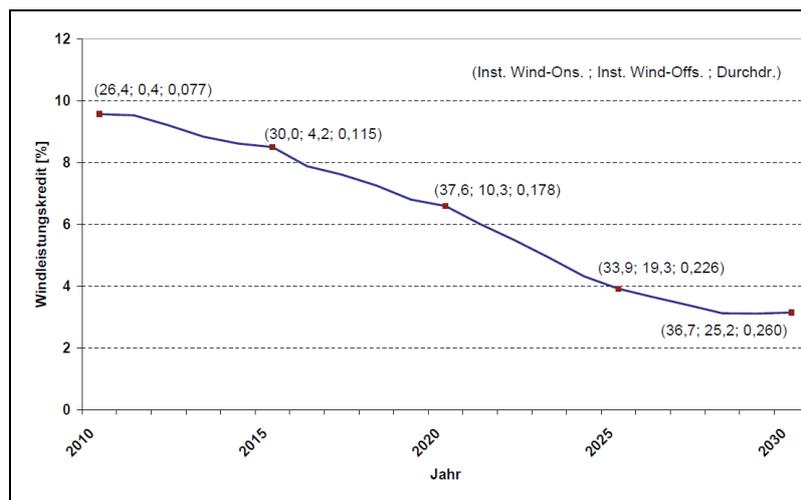


Abb. 2: Windleistungskredit, abhängig von der installierten Windleistung (On- plus Offshore) und der Durchdringung, (die Zuordnung dieser Werte zu Jahreszahlen ist eine Annahme) [10].

Als Leistungskredit bezeichnet man den Betrag an installierter konventioneller Leistung, der durch Einbindung von Windenergie substituiert werden kann, ohne das Zuverlässigkeitsniveau des Mischsystems gegenüber dem Zuverlässigkeitsniveau des konventionellen Ausgangssystems zu ändern. Er nimmt, verständlicher Weise, mit zunehmender „Durchdringung“, das heißt dem Anteil der Energieerzeugung aus Windenergie an der Gesamtstromerzeugung, ab. Bei den Berechnungen des IER wurde von den im Jahr 2008 tatsächlich installierten Windanlagenkapazitäten ausgegangen und bis 2030 ein gemischter Zubau von Onshore- und Offshore-Kapazitäten angenommen.

Wie Abb.2 zeigt, ergeben die Rechnungen für 2010 einen Leistungskredit der installierten Windanlagenkapazitäten von knapp 10%, der dann bis 2030 mit zunehmendem Windkraftausbau auf etwa 3% fällt

² Keine Veränderung der Speichersituation und keine Verknüpfung mit geographisch weiter entfernten WEAs in Europa während des Betrachtungszeitraums, d.h. den nächsten 20 Jahren, u.a..

(bei einer angenommenen Versorgungssicherheit von 99%). Entsprechend müssten zunächst 90% und später 97% der installierten Windleistung ständig mit konventionellen Kraftwerken vorgehalten werden. Generell spart man also mit dem Bau der Windenergieanlagen praktisch keine konventionellen Kraftwerke (und deren Investitionskosten) ein, sondern nur einen Teil ihrer Brennstoffkosten³.

Betrachten wir dann die Regelleistung (Minuten- und Stundenreserve), die zum Ausgleich von Ungenauigkeiten in der Windprognose bereitgestellt werden muss, und zwar sowohl in Form von positiver als auch von negativer Regelleistung (ihre Größe hängt natürlich von der Güte der Prognose ab). In der dena-Netzstudie [5] wurde ein Ausbauzustand von 36 GW betrachtet (angenommen für 2015, jetzt voraussichtlich in 2020), was eine maximale positive Regelleistung von 7,0 GW (19% der installierten Windleistung) und eine negative von 5,5 GW (15%) ergab.

Diese Minuten- und Stundenreserve muss, wie in der dena-Netzstudie ausgeführt, durch schnell regelbare konventionelle Kraftwerke (sog. Spitzenleistungskraftwerke, vor allem Gasturbinen) und ggf. eine Anpassung der Betriebsführung bestehender Pumpspeicherkraftwerke⁴ (Speicher muss gefüllt sein) bereitgestellt werden. Auch Kernkraftwerke können auf der geforderten Zeitskala Regelleistung bereitstellen (s. Kapitel II.2.2-b).

Langfristig (Zeithorizont 2030 oder später) besteht vielerorts die Vorstellung, dass die dann vielen Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland ein integraler Bestandteil des Stromnetzes sein werden und damit wesentlich zum Speichern und Regeln der fluktuierenden regenerativen Energiequellen Wind und Sonne beitragen können. Alternativ, und vielleicht realistischer, kann der Bedarf an Regelkapazität in weiterer Zukunft auch stark reduziert werden durch die Integration von WEA-Parks an verschiedenen Standorten Europas und Nordafrikas in ein europäisches Stromnetz (siehe z.B. [11]). Für die Zwischenzeit wäre es auf jeden Fall sinnvoll, auch die Windenergieeinspeiseseite für den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage heran zu ziehen und zum Beispiel das Windabnahmegebot variabler zu gestalten.

6.5 Erforderlicher Netzausbau

Um in Zukunft die großen Strommengen aus den Windparks in der Nord- und Ostsee zu den Verbrauchern im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können, muss das über viele Jahrzehnte gewachsene Stromnetz (mit vielen dezentralen Stromerzeugern und relativ kurzen Verbindungen zu den Verbrauchern) wesentlich neu strukturiert und ausgebaut werden (s. Kap. III.1). Die dena-Netzstudie [5] rechnet für die Integration von 36 GW Windstromleistung in das deutsche Übertragungsnetz bis zum Jahr 2015 mit einem Neubaubedarf von 380-kV-Trassen mit einer Länge von etwa 850 km (auf 8 neuen Trassen), für den Ausbauzustand bis zum Jahr 2020 mit einer Länge von etwa 1.900 km (vorläufiges Ergebnis), außerdem mit einer wesentlichen Verstärkung bestehender Trassen und mit neuen Komponenten zur Lastflusssteuerung und Blindleistungserzeugung.

Von den Offshore-Windparks muss der Strom zunächst mit Seekabeln an Land gebracht werden. Dafür hat sich die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs- (HGÜ-) -Technik als vorteilhaft erwiesen. In diesem Zusammenhang ist das spektakuläre Milliardenprojekt (geschätzte Kosten von 30 Mrd. Euro) zu erwähnen [12], das mit Hochspannungs-Unterseekabeln in der Nordsee Windparks vor der deutschen, britischen und dänischen Küste mit Wasserkraftwerken in Norwegen sowie Wind- und Solaranlagen auf dem europäischen

³ Entsprechend werden die CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie nach Schätzungen der dena [5] im Jahr 2015 bei 40-80 €/t CO₂ liegen und sind damit im Vergleich zu anderen Vermeidungsmöglichkeiten recht hoch.

⁴ Das Potenzial für geeignete Pumpspeicher-KW ist in Deutschland geographisch begrenzt und bereits weitgehend ausgeschöpft. Druckluftspeicher-KW stellen eine interessante Alternative dar, sind aber noch im Entwicklungsstadium und wesentlich teurer (s. Kap. III.2).

Festland verbinden soll. Damit würde erstmals in Europa ein internationales Energienetz über viele Grenzen hinweg entstehen.

6.6 Zusammenfassung und Ausblick

Windkraft liefert in Deutschland den bei weitem größten Beitrag zum erneuerbaren Stromangebot: Im Jahr 2009 deckten Windenergieanlagen mit knapp 38 TWh bereits 6,3 % der Stromproduktion. Für den langfristigen Ausbau der erneuerbaren Energien erwartet das Bundesministerium für Umwelt in seinem aktualisierten „Leitszenario 2009“ für die Jahre 2020 und 2030 einen Windenergiebeitrag von 96 bzw. 163 TWh/a (letzteres gut zur Hälfte Offshore) [6], was einem Anteil von 15,5% bzw. 26% an der (konstant mit 620 TWh angenommenen) Stromproduktion entsprechen würde.

Auch andere europäische Länder haben ehrgeizige Pläne zum Ausbau der Windenergie, vor allem Großbritannien, das vornehmlich auf Offshore-Windparks vor seiner Küste setzt. Um Windstrom zu Kosten produzieren zu können, die wirtschaftlich konkurrenzfähig sind, müssen die Windanlagen da stehen, wo die Windverhältnisse optimal sind, d.h. in Europa entlang der Nordküsten Spaniens, Frankreichs und Deutschlands sowie in Dänemark und Großbritannien sowie auf hoher See (s. Abb.1).

Da die Windenergie (wie die Photovoltaik) ein stark fluktuierendes Einspeiseprofil hat, dessen Prognose immer mit einer gewissen Unsicherheit behaftet bleiben wird, ist es vorteilhaft, möglichst viele Windenergieanlagen an möglichst vielen unterschiedlichen Standorten miteinander und mit weiteren, anders gearteten regenerativen Energiequellen zusammenzuschließen. Der Aufbau eines europäischen (Super-) Verbundnetzes ist deshalb eine der wichtigsten Voraussetzungen für den Erfolg nicht nur der Windenergie sondern generell aller Bemühungen, den Strombedarf langfristig aus erneuerbaren Quellen decken zu können.

Anmerkungen und Literatur

- [1] Bundesministerium für Umwelt (BMU), *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009* (Stand 18.03.2010), Tab. 5 und 6
- [2] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2009*, Paris 2009, p.101
- [3] International Energy Agency (IEA), *Technology Roadmap, Wind energy*, Paris 2009
- [4] FAZnet vom 07.01.2010 (Quelle: BTM Consult)
- [5] Deutsche Energie-Agentur (dena), *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2020*, Köln, 2005
- [6] Bundesministerium für Umwelt (BMU), *Leitszenario 2009 (Kurzfassung)*, August 2009, Para 8 und Tab.2
- [7] Welt.online und heise online, 08.01.2010
- [8] RWE innogy factbook (2009)
- [9] Emerging Energy Research, Press Release, December 18, 2009
- [10] Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2009
- [11] G. Czisch and J. Schmid, *Low cost but totally renewable electricity supply for a hugh supply area – A european/trans-european example*, in *Klimaschutz und Energieversorgung* (Herausgeber Martin Keilhacker), Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie S. 133-160, 2006
- [12] FAZ, 04.01.2010

II.7 Wasserkraft

Die Wasserkraft ist die älteste erneuerbare Form der Elektrizitätserzeugung. Heute werden weltweit ca. 16% des Strombedarfs mit Wasserkraft gedeckt. Dabei handelt es sich nahezu vollständig um Kraftwerke mit Fließwasser, Stauseen. Daneben gibt es Möglichkeiten, auch andere Formen der Wasserenergie zu nutzen:

- Wellenenergie,
- Meeresströmungen
- Tidenenergie
- Osmose
- Helio-Hydrokraft
- Meereswärmeenergie

7.1 Fließwasserkraftwerke, Stauseen

Die Gewinnung von Elektrizität aus Wasserkraftwerken an Flussstautufen zur weiträumigen Verwendung begann in Deutschland im letzten Jahrzehnt des 19. Jahrhunderts. Heute existieren in Deutschland ca. 7500 Fließwasserkraftwerke mit einer Leistung von 4.700 MW (Stromproduktion 2006: 21,6 TWh). Wasserkraft hat in Deutschland einen Anteil von ca. 38% an der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien und von ca. 3,5% am Gesamtstrombedarf¹.

Moderne Fließwasserkraftwerke erreichen typisch einen Gesamtwirkungsgrad um 94%, so dass Wirkungsgradverbesserungen keine wesentlichen Leistungserhöhungen bewirken können.

Fließwasserkraftwerke haben einen hohen Ausbaugrad erreicht. So wird etwa das Gefälle der Mosel zwischen Koenigsmacker (Frankreich) (149 m Höhe) und Müden (40 m Höhe) mit 14 Stautufen genutzt. Berücksichtigt man die Belange der Fluss-Schifffahrt, so kann eine nennenswerte Erweiterung der Fließwasserkraftwerkskapazität im deutschen Binnenland nicht erwartet werden.

Kleinere nicht schiffbare Flüsse in den Alpen und Mittelgebirgen sind in vielen Fällen mit Talsperren zu Seen aufgestaut – in Deutschland gibt es mehr als 300 Talsperren, davon haben 86 ein Volumen >10 und 12 Anlagen >100 Millionen Kubikmeter (die größten Stauseen der Erde sind noch zehnmal größer). Sie dienen auch anderen wesentlichen Funktionen (Trink- oder Brauchwasserversorgung, Hochwasserschutz, Niedrigwasseraufhöhung bzw. Wasserstandsregulierung etc.). Auch bei zur Stromerzeugung genutzten Talsperren sind in der Regel einige dieser Funktionen zusätzlich zu berücksichtigen. Gegenüber „by-pass“-Wasserkraftwerken an größeren, befahrenen Flüssen, bei denen die Stautufen in der Regel nicht oder nur in geringem Maß für Variationen des Wasserstandes genutzt werden können, haben Stauseen an kleineren Flüssen ohne Schifffahrt den Vorteil, dass z.T. große Wasserstandsänderungen möglich sind. Damit lässt sich eine Speicherung im Jahreszyklus erreichen und die Leistung an den Bedarf anpassen. Allerdings reicht das nutzbare Volumen nicht für eine in der Größe wesentliche Langzeitspeicherung zur Stromerzeugung.

Können zwei Reservoirs auf unterschiedlichen Höhen eingerichtet werden, kann ein Pumpspeicherwerk gebaut werden, das Elektrizität, die von anderen Quellen geliefert wird, speichern kann. In lastschwachen Zeiten wird Wasser unter Nutzung anderweitig erzeugter Elektrizität in den oberen Stausee hochgepumpt und steht anschließend in laststarken Zeiten für die Nutzung zur Elektrizitätserzeugung zur Verfügung.

¹ Quelle: ENBW

Das größte Pumpspeicher-Kraftwerk in Deutschland ist Goldisthal (Inbetriebnahme 2003/4) mit ca. 19.000 bzw. 12.000 Millionen Kubikmeter Wasservolumen für das Unter- und das 350 m höher gelegene Oberbecken. Seine elektrische Produktionskapazität beträgt ca. 8,5 GWh bei max. 1,06 GW Leistung. Insgesamt verfügt das deutsche Stromnetz über 33 Pumpspeicherkraftwerke mit einer maximalen Leistung von 7 GW (weltweit sind es 90 GW), wobei die Speicherkapazität ca. 50 GWh entsprechend rund 6 Stunden Volllastbetrieb beträgt. Der große Vorteil dieser Kraftwerke gegenüber thermischen Kraftwerken ist ihr schnelles Anlaufvermögen – Vollast kann in wenigen Minuten erreicht werden. Deshalb werden sie u.a. für die Bereitstellung von Regelenergie (ca. 7,5 TWh pro Jahr) genutzt, wobei allerdings das Hochpumpen des Wassers ca. 15–30% der eingesetzten elektrischen Energie² verbraucht. Auch Fließwasserkraftwerke tragen dazu bei, die Regellast abzudecken.

Fließwasserkraft und Stauseen erzeugen keine CO₂-Emissionen im laufenden Betrieb und bieten wie Pumpspeicherkraftwerke einen wirtschaftlich günstigen und ausfallsicheren Betrieb mit relativ geringen Wartungserfordernissen und einer schnellen Anpassung der erzeugten Leistung an Erfordernisse. Generell hat Wasserkraft ein sehr geringes Sicherheitsrisiko. Nachteile sind die starke Veränderung und teilweise Beeinträchtigung der Landschaft und Umwelt und geringe Akzeptanz von Neuprojekten, die mögliche Beeinträchtigung der Schifffahrt auf Wasserwegen und hohe Investitionskosten.

7.2 Meeresenergie

7.2–a Wellenenergie

Bei der Wellenenergie wird die potenzielle Energie der Welle genutzt, die von der Differenz der Wassermassen in Wellenberg und Wellental bestimmt ist. Treibende Kraft ist der Wind, deshalb entsprechen sich im Allgemeinen die Gegebenheiten für Wind- und Wellenenergie in Seegebieten. Unter Tiefwasserverhältnissen bei in der Deutschen Bucht typischen mittleren Wellenhöhen von 1,5 m und Wellenlängen von ca. 50 m bieten Wellen eine durchschnittliche Leistung von ca. 10 kW pro Meter laterale Ausdehnung bzw. erfordern einen Flächenbedarf von 1 m² pro installiertes kW Kraftwerksleistung³. Um ein GW unter diesen Bedingungen zu erzeugen, müsste ein Wellenkraftwerk demnach eine Länge in der Größenordnung von 100 km haben, die zwar gefaltet werden kann, aber dabei muss berücksichtigt werden, dass zum Aufbau des Wellenganges eine Windwirklänge von typisch einigen -zig Kilometern erforderlich ist. Bei „Wellenenergieparks“ (entsprechend Windparks) in dichter Reihenanordnung werden also die in Luv stehenden Energiewandler die anderen abschatten, sofern sie einen merkbaren Teil der Wellenenergie entnehmen. Da die Leistung in etwa mit der zweiten Potenz der Wellenhöhe steigt (in Flachwasser ist die Potenz ca. 2,5)⁴, steht im Winter mit seinem stürmischeren Wetter deutlich mehr Energie zur Verfügung als im Sommer und Standorte mit generell stärkerem Wellengang (i.A. in höheren geographischen Breiten) sind vorteilhaft. Bei 5 m Höhe beträgt die Wellenleistung bereits ca. 140 kW pro Meter laterale Wellenausdehnung; bei 21 m wären es 3,8 MW – allerdings muss das bei Sturm im Tiefwasser sehr ausgeprägte breite Spektrum in Wellenhöhe und -länge bedacht werden. In deutschen Gewässern herrschen eher niedrige Werte vor. Großtechnisch ist Wellenkraft deshalb für Stromerzeugung in Deutschland gegenwärtig von geringerem Interesse, aber andere Regionen in Europa, z.B. Schottland, die portugiesische Atlantikküste oder die Biscaya, verfügen über ein attraktives Leistungsangebot.

Bei Anlagen im Brandungswellenbereich mit einer durchschnittlichen Wellenamplitude von 2 m können ebenfalls ca. 10 kW pro m Küstenlinie bei einem Wirkungsgrad von 30% erwartet werden. Solche Anlagen lassen

² Quelle: ESA, http://www.electricitystorage.org/site/technologies/pumped_hydro/

³ Quelle: U. Leipzig. Dies ist eine grobe Abschätzung der Nettofläche des Energiewandlers.

⁴ Graw, K.-U. *Wellenenergie* http://www.uni-leipzig.de/~grw/lit/texte_099/40__1995/m8.pdf

sich zur Verminderung der Investitionskosten mit Küsten- bzw. Hafenschutzeinrichtungen kombinieren. Ihr Stromerzeugungspotenzial ist, da hier nur die Küstenlinie zur Verfügung steht, erheblich geringer und steht im Wettbewerb mit anderen Nutzungen.

Für die Nutzung der Wellenenergie sind sehr unterschiedliche Systeme vorgeschlagen worden, die zum Teil erprobt werden. Einige davon sind bereits länger in Betrieb, insbesondere *Oscillating Water Column* Systeme, in denen die Wellenenergie ein Luftreservoir komprimiert, dessen Austrittsströmung für den Antrieb einer (Wells-)Turbine genutzt wird. Sie werden seit zwei Jahrzehnten für Stromerzeugung in Bojen für die Markierung Schifffahrtswegen genutzt. Generell scheinen Parks mit vielen kleineren Anlagen einzelnen Großanlagen vorzuziehen zu sein. Wichtige Aspekte sind Sturmfestigkeit (eine sehr beachtliche Zahl von Versuchsanlagen ist in Winterstürmen zerstört worden) und Korrosionsbeständigkeit. Wellenenergie weist grundsätzlich ein sehr großes Potenzial auf und könnte auch in deutschen Gewässern in gewissem Maß genutzt werden. Allerdings besteht ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, insbesondere da bisherige Praxiserprobungen zeigen, dass die extremen, einen Faktor 100 und mehr über der Durchschnittswellenleistung liegenden Lastspitzen in Orkanlagen noch nicht beherrscht werden.

7.2-b Meeresströmung

Seit langem wird die Nutzung von beständigen und starken Meeresströmungen zur Energienutzung diskutiert, so in Europa z.B. für den Ärmelkanal, die Straße von Gibraltar oder die Meerenge von Messina. Bislang ist jedoch noch kein Kraftwerk realisiert worden. Als Mindestbedingung für den möglichen Einsatz eines Strömungskraftwerks werden Strömungsgeschwindigkeiten über 2 m/s angesehen. Die Problematik liegt neben der Frage des tatsächlich verfügbaren Potenzials (das im Vergleich zur Wellenenergie eher gering sein dürfte) in Umweltaspekten, in der Kompatibilität mit konkurrierenden Nutzungen (z.B. Fischerei) und der langfristigen Seewasserbeständigkeit der Anlagen. Für eine großtechnische Nutzung erscheinen deutsche Gewässer weniger geeignet.

7.2.-c Tidenenergie

Der ozeanische mittlere Tidenhub beträgt ca. 0,5 m. Küstennah wird er aber in vielen Regionen der Erde durch Resonanzeffekte massiv verstärkt und kann in manchen Buchten bis zu 15 m erreichen. Der relative Sonnen- und Mondstand und Windverhältnisse haben zusätzlichen Einfluss (Springtide). Gezeitenkraftwerke können als sich öffnende und schließende Dämme ausgeführt werden oder direkt die Strömung des an- und ablaufenden Wassers nutzen. Die Leistung ist etwa proportional zur eingeschlossenen Fläche und dem Quadrat des Tidenhubes. Weltweit gibt es einige Dutzend Buchten, die für Gezeitenenergiegewinnung attraktiv sind, so z.B. die Bucht der Rance bei St. Malo, bei der seit 1966 eine 22 km² große Wasserfläche mit Tidenhuben zwischen 12 und 18 m im Jahresmittel ca. 70 MW elektrische Leistung bei einer Verfügbarkeit von >93% erzeugt⁵. Für die deutschen Küstenverhältnisse besteht kein geeignetes Potenzial für die Nutzung dieser Energieform. Technisch sind bei den bestehenden Kraftwerken, die abgeschlossene Becken zur Speicherung des Hochtidenwassers bis zum Eintritt der Niedrigtide nutzen, neben der Problematik von Korrosions- und Anwuchseffekten auch ökologische Auswirkungen unterschätzt worden. Mögliche zukünftige Anlagen dürften deshalb mit Unterwasserturbinen arbeiten, d.h. für Meeresströmungen diskutierten Konzepten entsprechen.

⁵ Angabe für den Zeitraum 1982-1994. Das Kraftwerk nutzt nicht nur den Doppeldurchfluss zwischen Ebbe und Flut, sondern arbeitet unterstützend auch mit Pumpen, um wirtschaftlich wertvollen Spitzenstrom zeitlich angepasst liefern zu können. (Quelle: EDF)

7.2–d Osmose

Dieser Kraftwerkstyp nutzt den Gradienten in der Salzkonzentration zwischen Meerwasser (3,5% Salz) und Süß- bzw. Brackwasser und damit die Umkehrung des Prinzips der Meerwasserentsalzung. Zwei gefilterte Meer- und Süßwasserströme werden über eine semipermeable Membran miteinander verbunden. Dabei entsteht ein osmotischer Druck, der proportional zur Salzkonzentrationsdifferenz an der Membran ist. Für Meerwasser mit 3,5% Salz beträgt er 26 bar und führt dazu, dass Süßwasser durch die Membran in das Salzwasser diffundiert und dessen Volumen bzw. Druck erhöht. Bei optimalen Verhältnissen kann ca. die Hälfte des Drucks, d.h. ca. 14 bar, genutzt werden, um eine Turbine zu treiben⁶. Ein erstes solches Kraftwerk mit 2–4 kW Leistung und ca. 1000 m² Membranfläche wurde Ende 2009 in Norwegen in der Nähe von Oslo in Betrieb genommen.

Das Kernproblem des Kraftwerks ist die Membran, die sehr dünn sein muss, da der Diffusionswiderstand möglichst gering sein soll, und gleichzeitig langzeitstabil – angestrebt sind Zeiten von 7–10 Jahren. In Norwegen wird eine in Deutschland entwickelte Kompositmembran mit 0,1 µm Dicke verwendet⁷, die zu einer Leistung von 3 W/m² führt. Entwicklungsziel sind mindestens 5 W/m². Damit würde ein Kraftwerk von 10 MW Leistung 2 Millionen m² Membranfläche und einen Frischwasserzufluss von 10 m³/s benötigen. Die Anfangsinvestitionen werden wesentlich höher angenommen als für andere erneuerbare Energien.

Das theoretische Potenzial solcher Kraftwerke wird in Norwegen für seine gesamte lange Küste mit vielen kleinen Flüssen auf bis zu 1,4 GW geschätzt; nicht viel größere Werte ergeben sich für das gesamte Wasser, das der Rhein in die Nordsee bringt. Damit wird deutlich, dass in der Praxis dem Potenzial dieser Form der Energieerzeugung enge Grenzen gesetzt sind.

7.2–e Helio-Hydro Elektrizität

In Gegenden wie dem 400 m unter Meeresspiegel gelegenen Toten Meer könnte Wasser von der 80 km entfernt gelegenen Küste in einem Stichkanal über ein Gefälle mit Turbinen der Senke zugeleitet werden und dort anschließend verdunsten. Die erreichbare elektrische Leistung könnte bis zu 20 GW_{el} betragen⁸. Für Mitteleuropa bietet sich keine Möglichkeit dieser Energieerzeugung.

7.2–f Elektrizitätserzeugung aus Meereswärmeenergie

Der Temperaturgradient zwischen oberflächennahen und tieferen Wasserschichten kann zur Energiegewinnung genutzt werden. Das Konzept wurde bereits Ende des 19. Jh. entworfen und 1930 erstmals realisiert⁹. Ab 1979 wurde in Keahole Point (Hawaii) eine 52 kW_e OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion) Anlage betrieben, die netto 15 kW_e lieferte. Seither sind bei verschiedenen Versuchsanlagen entweder offene oder geschlossene Kreisläufe (d.h. mit Wärmetauschern) verwendet worden¹⁰. Die bisher größten Anlagen mit Nettostromleistungen von 50 kW_e bzw. 40 kW_e sind in Hawaii und Japan betrieben worden. Gegenwärtig wird die Errichtung einer 5-10 MW_e Pilotanlage diskutiert. Erst nach Vorliegen von Ergebnissen aus Anlagen dieser Größenordnung kann das praktische Potenzial dieser Stromerzeugungstechnologie abgeschätzt

⁶ Abschlussbericht *Salinity Power* (2004); <http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/82766661EN6.pdf>

⁷ K.-V. Peinemann et al., *Membranes for Power Generation by Pressure Retarded Osmosis*, in: K.-V. Peinemann, S. Pereira Nunes (Hrsg.), *Membranes for Energy Conversion*, (Wiley-VCH, Weinheim 2007).

⁸ B. Diekmann, K. Heinloth "Energie", Teubner (1997)

⁹ Jacques Arsène d' Arsonval, 1881. Eine erste 22 kW Anlage wurde von G. Claude 1930 in Cuba errichtet.

¹⁰ <http://www.nrel.gov/otec/achievements.html>

werden. Bewertungen des theoretischen Potenzials sind in Vorbereitung und die Technologie wird von einer Reihe von Ländern erkundet^{11,12}.

7.3 Ausblick

In Deutschland und Mitteleuropa trägt die Wasserkraft zu Lande in hervorragender Weise zu einer klimafreundlichen Stromversorgung bei. Ihr Potenzial ist aber unter Berücksichtigung von Umweltaspekten und konkurrierenden Nutzungen weitgehend erschlossen.

Die Nutzung der Meeresenergie liegt dagegen noch brach. Hier bieten Systeme, die sich in der Fläche einsetzen lassen, das größte Potenzial. Systeme, die nur die Küstenlinie nutzen, können zwar in Verbindung mit Hafen- oder Küstenschutzanlagen nützlich und von der Investition her vergleichsweise günstig sein, haben jedoch nur ein Stromerzeugungspotenzial von lokaler Bedeutung, das in Bezug auf den Gesamtstrombedarf nicht relevant ist. Generell besteht erheblicher Forschungs- aber auch marktnaher Entwicklungsbedarf zur Nutzung der Meeresenergie. Nutzung von Meeresströmungen, Osmose, Helio-Hydro Gebieten sollten zeitlich konstante Stromerzeugung ermöglichen. Wellenenergie wird zeitlich dem Windangebot folgen, aber in geeigneten, zu weiten Ozeangebieten hin offenen Regionen durch die Dünung einen ausgeglicheneren Verlauf haben. Sofern Sturmfestigkeit und Langzeitbetrieb demonstriert werden können, sollte die Nutzung von Wellenenergie zu mit Windkraft vergleichbaren Kosten in industriellem Maßstab möglich werden: Schätzungen gehen langfristig von ca. 10 c/kWh^{13,14} aus – einige Prototypen arbeiten bereits in diesem Kostenbereich. Die Klima- und Umweltbilanz von Meeresenergie sollte sich günstig gestalten lassen. Das Potenzial in deutschen Gewässern ist vergleichsweise geringer als dasjenige anderer Staaten (in Europa Norwegen, England, Frankreich, Portugal). Weltweit könnte die Nutzung von Meeresenergie sich mittelfristig zu einem großen Markt entwickeln.

¹¹ http://www.lockheedmartin.com/data/assets/ms2/pdf/LM_OTEC_Brochure_FINAL.pdf,

¹² GreentechMedia, OSO OSEGUERA APRIL 13, 2010

¹³ Graw, K.-U. *Energienutzung der Meereswellen* Physik in unserer Zeit (Februar 2002)

¹⁴ Thorpe, T. W. *A brief Review of Wave Energy* Report produced for the UK Department of Trade and Industry (1999), ETSU-R120

II.8 Elektrizität aus geothermischen Quellen

8.1 Einführung

Die Erde ist ein Wärmereservoir von $10 - 20 \cdot 10^{30}$ Joule (J), von dem ca. 10^{26} J in der äußeren Erdkruste in Tiefen bis zu 10 km enthalten sind. Dieser Wärmeinhalt resultiert in der Bilanz aus dem Wärmeverlust an der Erdoberfläche, der Restwärme vom Entstehungsprozess der Erde und einer kontinuierlichen Heizung durch den Zerfall langlebiger radioaktiver Isotope (U238, U235; Th232 und K40), die insbesondere in der kontinentalen Kruste angereichert sind. Dort beträgt die Wärmeproduktion in granitischen Gesteinen ca. $2,5 \mu\text{W}/\text{m}^3$; in basaltischen Gesteinen ist sie bis zu einer Größenordnung geringer. Der mittlere Wärmetransport aus der tieferen Erdkruste beträgt im Mittel ca. $60 - 65 \text{ mW}/\text{m}^2$, was global ca. 10^{21} J/a entspricht.

Die Temperatur an der Erdoberfläche schwankt im Tagesverlauf bis zu 1,5 m Tiefe und im Jahresverlauf bis zu 30 m Tiefe. Zum Erdinneren steigt die Temperatur mit durchschnittlich $25-30 \text{ }^\circ\text{C}/\text{km}$ an, so dass ein für Stromerzeugung erforderliches Temperaturniveau von 150°C in der Regel erst in >5.000 m Tiefe angetroffen wird. In vulkanischen Gebieten, in denen Magma in die aus Sedimenten, metamorphem Gestein und Graniten bestehende obere Erdkruste (10-15 km Tiefe) aufsteigt, kann der Temperaturanstieg wesentlich höher sein. Gebiete, die schon bei geringerer Tiefe eine solch hohe Enthalpie bereitstellen, finden sich in Europa z.B. in Island, der Toskana oder dem pannonischen Becken sowie im angrenzenden Gebiet, insbesondere in der westlichen Türkei.

Das Vorhandensein von Flüssigkeit (Wasser, Sole) bei hoher Permeabilität kann den Wärmefluss durch Konvektion wesentlich erhöhen. Gegenwärtig werden deshalb hauptsächlich konvektive (hydrothermale) Vorkommen für Stromerzeugung genutzt. Bei den in Deutschland verfügbaren geothermischen Ressourcen für Stromerzeugung handelt es sich aber zum weitaus überwiegenden Teil um „konduktive (petrothermale) Systeme“, bei denen die in Tiefengesteinen gespeicherte Wärme weitgehend unabhängig von den natürlichen hydraulischen Eigenschaften erschlossen werden muss.

8.2 Technologien

Die tiefe Geothermie erfordert in der Regel einen geschlossenen Flüssigkeitskreislauf mit mindestens einer Förder- und einer Schluckbohrung, die ein ausreichend heißes Aquifer erschließen. Anlagen mit einer größeren Anzahl von Bohrungen (Geothermiefelder) sind in Deutschland bisher noch nicht Stand der Technik. Der Thermalwasser-Kreislauf wird über Tage mit einem Wärmetauscher geschlossen und das ausgekühlte Wasser über die Schluckbohrung in die Lagerstätte zurückgeführt. Die entzogene Wärmeenergie wird für die Stromerzeugung an eine Turbine in einem zweiten Wärme- und Flüssigkeitskreislauf (wegen der vergleichsweise geringen Vorlauftemperatur als organischer Rankinezyklus) weitergegeben.

Hydrothermale Systeme setzen Aquifere mit ausreichender natürlicher hydraulischer Leitfähigkeit (Permeabilität) voraus, in der Praxis wird eine Heißwasserproduktion von mindestens $100 \text{ m}^3/\text{h}$ gefordert. Während eine bestimmte Temperatur über eine entsprechende Bohrtiefe stets zu erreichen ist, schränkt diese Bedingung die Zahl möglicher Standorte erheblich ein.

Bei *petrothermalen Systemen* können die Zuflussbedingungen zur Bohrung durch ingenieurtechnische Behandlung, sogenannte Engineered-Geothermal-Systems (EGS)-Technologien, verbessert werden. Das kann zur Erzeugung eines künstlichen Wärmetauschers in der Tiefe führen, aus dem mit Oberflächenwasser die Tiefenwärme entzogen wird. Mit Hydraulic-Fracturing oder Säurebehandlung sind beispielsweise Methoden verfügbar, mit denen eine ausreichende hydraulische Leitfähigkeit auch in gering permeablen Gesteinen

hergestellt werden und die Wirtschaftlichkeit der geothermischen Energiegewinnung verbessert werden kann. Hier werden durch Einpressen von Wasser unter hohem Druck (Stimulation) vorhandene Risse im kristallinen (ggf. auch sedimentären) Untergrundreservoir erweitert bzw. neue erzeugt, um ein ausreichend großes Volumen ($>0,2 \text{ km}^3$) an die Bohrung zu koppeln und eine große Wärmetauscherfläche (typisch einige km^2) zu erzeugen. Der Wärmetauscherkreislauf erfolgt hier, wie auch bei hydrothermalen Systemen, zumeist zwischen zwei oder mehreren (Injektions- und Förder-) Bohrungen im (unterirdischen) Abstand von mehreren 100 m, wobei die unteren Bohrenden über einige hundert Meter für den Flüssigkeitskreislauf offen sind.

Technologisch sind für die Erschließung und Nutzung geothermischer Vorkommen heute Lösungen für alle notwendigen Systemkomponenten verfügbar.

8.3 Anwendung und Potenzial

Gegenüber Wind- und Photovoltaikstrom hat Strom aus Geothermie den Vorteil einer konstanten Verfügbarkeit im Tages- und Jahreszyklus und erlaubt zusätzlich die wirtschaftliche Nutzung der (Rest-) Wärme. Weltweit wurde mit Geothermiekraftwerken im Jahr 2009 eine elektrische Leistung von ca. 10,5 GW im Jahresdurchschnitt erzeugt¹, davon etwa 3,7 GW in den USA und Mexiko, 3 GW auf den Philippinen und in Indonesien, 800 MW in Italien (Larderello) und 450 MW in Island, wo Geothermie inzwischen 19% Anteil an der Stromversorgung hat. Die weltweite Produktion geothermischer Energie wuchs in den 4 Jahren 2005 - 2009 um 16% und es wird angenommen, dass die mögliche Nutzung gegen Ende dieses Jahrhunderts bei vielen hundert GW_e – schwerpunktmäßig in Afrika, Mittel- und Südamerika, Asien und in den pazifischen Ländern – und für Europa bei ca. 50 GW_e liegen könnte². Nahezu alle Kraftwerke befinden sich in Gegenden mit geothermischen Anomalien, die hohe Enthalpie bereitstellen. Hingegen verfügt man in Deutschland für geothermische Elektrizitätserzeugung im Wesentlichen nur über Vorkommen, bei denen Bohrungen von mindestens 3.000, aber meist $>5.000 \text{ m}$ Tiefe erforderlich sind, um eine für effiziente Elektrizitätserzeugung erforderliche Mindesttemperatur von ca. 150°C zu erreichen. In Deutschland sind etwa 95% des geothermischen Potenzials nur mit der Technologie der petrothermalen Systeme erschließbar.

Für Deutschland wird für geothermische Stromerzeugung zur Ermittlung des theoretischen Potenzials ein nutzbares Gesteinsvolumen entsprechend einem Drittel der Fläche der BRD und 2 km Dicke angenommen³, wobei pro km^3 und Grad Celsius das geothermische Wärmereservoir ca. 2 Terajoule beträgt. Bei Nutzung dieses Reservoirs wird seine Temperatur absinken, da die Wärmeerzeugung ($\sim 2,5 \text{ kW}/\text{km}^3$) und der basale Wärmestrom aus dem Erdmantel den Wärmeentzug nicht kompensieren können. Bei einer (möglicherweise als maximal zulässig erachteten) Gesteinsabkühlung von 1°C können insgesamt 10-15 GW Stromerzeugung bei Annahme eines Gesamtwirkungsgrads von $\sim 10\%$ für die Dauer von 100 Jahren erreicht werden⁴ – und mehr, wenn entweder ein größerer Temperaturhub als akzeptabel erachtet wird oder tiefere Horizonte erbohrt werden können. Durch die Entnahme erhöhen sich Temperaturgradienten, die zusammen mit natürlich bestehender Konvektion eine Beschleunigung gegenüber dem ungestörten konduktiven Wärmetransport bewirken. Dennoch könnte ein Zeitraum in gleicher Größenordnung wie die Nutzungsdauer bis hin zu vielleicht 1.000 Jahren vergehen, ehe sich das Temperaturprofil wieder weitgehend erholt hätte. Zwischenzeitlich müssen Bohrungen in einem noch nicht ausgebeuteten Gebiet oder anderen Tiefenbereich niedergebracht werden.

¹ Nach Angabe der International Geothermal Association IGA

² Bertani, *Long-term projections of geothermal-electric development in the world*. Proceedings, GeoTHERM Congress, Offenburg/Germany, 5–6 March 2009

³ das sind ca. 250.000 km^3 . Siehe Kaltschmitt et al. (Hrsg.): *Energie aus Erdwärme*, Stuttgart 1999

⁴ bei 100 MW (entsprechend 10 MW_e bei 10% Wirkungsgrad) Entnahme aus einem km^3 Gestein sinkt dessen Temperatur in 10 Jahren um 8° ab. Damit vermindert sich aber auch der Wirkungsgrad erheblich.

Geothermische Stromerzeugung ist in Deutschland nur in Ansätzen existent. Die Nutzung von Aquiferen ohne spezifische Reservoiraufbereitung wird mit dem wärmegeführten Kombikraftwerk in Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Vorpommern) mit ca. 210 kW Nenn- und 137 kW Durchschnittsleistung erprobt, das seit 2003 zuverlässig in Betrieb ist. In Soultz-sous-Forêts, knapp jenseits der deutschen Grenze im Elsass, herrschen, wie generell im nördlichen Teil des Oberrheingrabens, vergleichsweise günstige Verhältnisse mit bis zu 200°C in 5.000 m Tiefe. Dort wird in einem europäischen Projekt das HDR-Verfahren seit 1987 untersucht. Die vornehmlich für Forschungszwecke, insbesondere für Reservoirstimulierung betriebene Anlage liefert 1,5 MW_e. Andere Projekte im nördlichen Oberrheingraben (Landau) und im bayrischen Unterhaching nutzen hydrothermale Vorkommen in ca. 3.000 m Tiefe zu Strom- und Wärmegewinnung mit zusammen 6 MW_e (Stand 2009). Die unterirdische Flächennutzung von geothermischen Kraftwerken beträgt ca. 1 km²/10 MW_e, die oberirdische netto Flächenanforderung⁵ liegt je nach Verhältnissen bei ca. 1.400-2.300 m²/MW_e.

Dass Geothermie an günstigen Standorten mit geothermischen Anomalien heute schon eine bedeutende Rolle spielen kann, zeigt z.B. das seit 1904 für Stromproduktion genutzte geothermische System in Larderello (Toskana), das 800 MW elektrische Leistung zu wettbewerbsfähigen Preisen in das italienische Stromnetz einspeist. Allerdings ist auch hier das ursprüngliche, höher liegende Reservoir durch Übernutzung erschöpft, und es wird heute ein tiefer liegendes Reservoir so genutzt, dass erwartet wird, langfristig nahe einem Gleichgewicht zu bleiben.

8.4 Kosten und Umweltaspekte

Die Investitionskosten geothermischer EGS Stromerzeugung sind durch Exploration, Bohrprozess, Reservoirbehandlung, thermalen Flüssigkeitskreislauf sowie das oberirdische Kraftwerk bestimmt und werden gegenwärtig auf ca. 15 €/W_{Nominalleistung} geschätzt, wobei die Bohrkosten mit >70% dominieren. Die laufenden Kosten umfassen mit ca. 80% die Bedienung des notwendigen Kapitals, Abschreibung, Steuern und Abgaben und nur mit ca. 20% die eigentlichen Betriebskosten. Insgesamt kann auf der Basis heute verfügbarer Technologie bei normalen geothermischen Temperaturgradienten von Stromproduktionskosten von 26-32 c/kWh ausgegangen werden. Demgegenüber kann Wärme zu ca. 6 c/kWh produziert werden⁶. Im Hinblick auf vermiedene externe Kosten ist insbesondere die CO₂-Vermeidung zu berücksichtigen: Lebenszyklusanalysen von EGS-Stromerzeugung ergeben mit dem aktuellen Kraftwerksmix Werte von ca. 60 g CO₂/kWh, wobei der Energieeinsatz eines geothermischen Kraftwerks zu >80% durch die Konstruktion bedingt ist. Die Energierückzahlungszeit liegt für normale Temperaturgradienten gegenwärtig bei 4 – 5 Jahren⁷.

Sowohl die Produktionskosten als auch die Energierückzahlungszeit verringert sich erheblich, wenn Reservoirs mit höheren Temperaturen und/oder geringeren Bohrtiefen genutzt werden können (wird z.B. eine Temperatur von 160° statt 150° angetroffen, können die Produktionskosten um 30% niedriger liegen⁸). Auch unter normalen geothermischen Verhältnissen kann mit sinkenden Produktionskosten gerechnet werden. Im Vordergrund steht dabei die (Weiter-) Entwicklung effizienter und zuverlässiger Stimulationsverfahren, da mit vergleichsweise geringem Kostenaufwand die Netto-Energieentnahme aus einem Reservoir erheblich verbessert werden kann. Die Bohrkosten sind auf Grund ihres großen Anteils an den Gesamtinvestitionskosten von besonderer Bedeutung. Die gegenwärtige Explorations- und Bohrtechnologie ist weitgehend von Entwicklungen in der Öl- und Gasindustrie bestimmt und Optimierungen für die speziellen

⁵ Zuzüglich Leitungsflächen, die parallele z.B. landwirtschaftliche Nutzung zulassen. Siehe Tester, J.W. et al. (eds.), 2006. *The Future of Geothermal Energy Impact of Enhanced Geothermal Systems on the United States in the 21st Century*. Prepared by the Massachusetts Institute of Technology.

⁶ Frick, S. et al. to be published in E. Huenges (Hrsg.) *Enhanced Geothermal Systems, Geothermal Technology for Resource Assessment, Exploration, Field Development and Utilization*, Wiley Ltd., in press

⁷ Frick, S. et al. *Life cycle assessment of geothermal binary power plants in Energy* (2010)

⁸ Frick, S. et al. to be published in E. Huenges (Hrsg.), a.a. O.

Bedingungen geothermischer Projekte sind möglich. Auch sollte sich mit verbesserter Erkundungstechnik die Zahl von Fehlbohrungen und erforderlichen Neubohrungen zur Aufrechterhaltung der Reservoirergiebigkeit sowie die (kostenintensive) Dauer der Bohrvorgänge verringern. Schließlich hat in den vergangenen Jahren die Standard-Bohrtechnologie wesentlich größere Tiefen erreicht, und diese Entwicklung wird weitergehen. Das sollte erlauben, Reservoirs mit höherer Enthalpie zu erschließen – mit entsprechend positiven Auswirkungen auf die Stromkosten. Insgesamt steckt die Stromerzeugung aus Geothermie noch in den Anfängen – besonders, was die Stromerzeugung unter normalen geothermischen Verhältnissen betrifft. Man kann also eine Lernkurve mit wesentlicher Kostenverringerung für die weltweite Nutzung dieser Elektrizitäts- (und Wärme-) Erzeugungsmethode erwarten.

Geothermische Anlagen haben in Verbindung mit Erdbeben Aufsehen erregt, so in Basel und in Landau. Die Stimulation des Untergrundwärmetauschers kann seismische Aktivität verursachen oder begünstigen – dabei muss berücksichtigt werden, dass sich geothermisch attraktive Kluftsysteme in der Regel in Gebieten mit beachtlichen Spannungen im Grundgebirge finden, so dass Verpressen von Wasser unter hohem Druck für die Reservoirstimulierung zu Relaxationen dieser Spannungen führen kann. Dabei spielt die Geologie eine wesentliche Rolle, z.B. reagieren Gneisgesteine weitgehend duktil auf Druckvariation, während bei Graniten das Risiko deutlicher seismischer Reaktionen größer ist. Die Erkundung seismischer Risiken und ihrer Minimierungsmöglichkeiten ist damit ein Kernaspekt laufender geothermischer Forschung und Entwicklung⁹.

Der geothermische Flüssigkeitskreislauf muss geschlossen gehalten werden, auch um oberirdische Umweltbeeinflussung – insbesondere etwa durch CO₂ aber auch Schwefel- und andere Gase – zu vermeiden. Dies ist bei gegenwärtigen Hochtemperatur-Geothermiekraftwerken oft noch nicht der Fall. Ebenso muss ein ggf. vorhandener organischer Rankine-Kreislauf geschlossen sein. Mit diesen Maßgaben kann erwartet werden, dass geothermische Stromgewinnung, die dem Stand der Technik entspricht, praktisch frei von Emissionen ist. Im Hinblick auf die geplante Sequestration von CO₂ aus fossilen Kraftwerken bedarf die duale Nutzung von Gebieten mit geothermischer Energieproduktion der Aufmerksamkeit. Die ausgebeuteten (sedimentären) Erdgas- und Ölfelder und Aquifere, die für die Verpressung von CO₂ gegenwärtig diskutiert werden, liegen allerdings in der Regel weit oberhalb der geothermischen Reservoirs, die sich für Stromerzeugung eignen, so dass keine direkte Beeinträchtigung zu erwarten ist. Jedoch würde die Beaufschlagung solcher höheren Horizonte mit CO₂ hohe Anforderungen an die geothermische Bohrlochdichtigkeit stellen. Ordnungspolitische Maßnahmen müssen deshalb ergriffen werden, um sicherzustellen, dass verpresstes CO₂ nicht in unzulässigem Maß entweichen kann.

8.5 Ausblick

In Deutschland hat Geothermie ein mit der Photovoltaik vergleichbares Stromerzeugungspotenzial, hat aber wegen der konstanten Tages- und Jahressgänge und hoher Verfügbarkeit erheblich geringere Back-up Anforderungen und ist damit wesentlich attraktiver. Weltweit hat geothermische Stromerzeugung, insbesondere mit EGS-Technologien, ein sehr großes Potenzial. Ihre Weiterentwicklung in Deutschland sollte deshalb nicht nur unter dem Gesichtspunkt der Eigenversorgung unterstützt werden, sondern auch und insbesondere in Hinblick auf die Gewinnung eines großen Anteils an dem rasch wachsenden internationalen Markt der Geothermie für die deutsche Industrie.

⁹ Daneben sind durch geothermische Bohrungen ohne ausreichende Erkundung in Einzelfällen auch Verformungen der Erdoberfläche mit resultierenden Gebäudeschäden aufgetreten, da Wassereinträge in Anhydritschichten verursacht wurden (Staufen im Breisgau).

II.9 Fusionskraftwerke

9.1 Physikalische Grundlagen und Stand der Entwicklung

Die Kernfusion stellt eine CO₂-freie Energiequelle dar. Sie verwendet die nichtradioaktiven Ausgangsbrennstoffe Deuterium und Lithium, und man erwartet, dass sie so gestaltet werden kann, dass ihr Betrieb sicher ist und keine langlebigen radioaktiven Abfälle hinterlässt. Dies ist Ansporn für die weltweit großen Anstrengungen auf diesem Gebiet: Ziel der Forschung und Entwicklung ist es, Fusionsreaktoren auf der Basis der D-T Reaktion ($D + T = He + n + 17.6 \text{ MeV}$) für den praktischen Einsatz um die Mitte dieses Jahrhunderts verfügbar zu machen, wobei für diese Entwicklungen weltweit vorrangig das Konzept des magnetischen Einschlusses verfolgt wird. Für den in dieser Studie hauptsächlich betrachteten Zeithorizont (2030) kann die Kernfusion noch keine Rolle am Elektrizitätsmarkt spielen. Deshalb wird sie hier nur relativ kurz beschrieben.

Um die Kernfusion zu nutzen, müssen Brennstoff-Temperaturen von mehr als 200 Millionen Grad erreicht werden. Diese Temperaturen müssen in einem zur Erzielung der gewünschten Fusionsleistung ausreichend großen Brennvolumen verfügbar sein. Zur Wärmeisolierung muss der heiße Zentralbereich des Plasmas von den Wänden der (toroidalen) Brennkammer einen Mindestabstand von etwa einem Meter haben (entsprechend einem Temperaturgradienten von 20 Millionen Grad/cm). Deshalb müssen Fusionsanlagen notwendigerweise groß sein – der kleine Radius beträgt ca. 2-3 m, der große 6 m. Beim Aufheizen und dem Einschluss dieser heißen Plasmen wurden in den letzten Jahrzehnten große Fortschritte erzielt: Das Tripelprodukt aus Dichte, Temperatur und Einschlusszeit, das als wichtigster plasmaphysikalischer Faktor für den Fortschritt in Richtung Fusionsreaktor angesehen werden kann, wurde zwischen Ende der sechziger und Mitte der neunziger Jahre um etwa fünf Größenordnungen verbessert¹ und Temperaturen bis zu 350 Millionen Grad erreicht. Im Europäischen Fusionsexperiment JET (Joint European Torus) wurde 1991 zum ersten Mal in der Geschichte der Menschheit in kontrollierter Weise Fusionsenergie gewonnen (1-2 MW Fusionsleistung über etwa eine Sekunde [1]). Gemeinsam mit den großen Tokamaks TFTR (USA) und JT-60U (Japan, hier allerdings nur in reinen Deuteriumplasmen) wurden Plasmamparameter erreicht, mit denen das Tripelprodukt nur noch einen Faktor 6 von den Reaktorbedingungen entfernt liegt. Dabei ragen die Ergebnisse am europäischen JET-Experiment mit bis zu 16 MW Fusionsleistung für etwa eine Sekunde und 4-5 MW für ca. 4 Sekunden heraus [2].

Die physikalischen Vorgänge beim Aufheizen und Einschließen von Fusionsplasmen sind in den letzten Jahrzehnten weitgehend verstanden worden, und man hat gelernt, das Verhalten des heißen Plasmas zu optimieren. Damit ist von wissenschaftlicher Seite seit dem Ende der neunziger Jahre der Weg frei für ein größeres Experiment, das Fusionsleistung im Reaktormaßstab erzeugen könnte.

9.2 Der Weg zum Fusionsreaktor: ITER, DEMO, Reaktorstudien

Der nächste Schritt auf dem Weg zur Fusion ist der experimentelle Reaktor ITER [3], dessen Bau in weltweiter Zusammenarbeit in Cadarache (Südfrankreich) begonnen hat und mit dem reaktorrelevante Betriebsweisen und für den Reaktor notwendige Technologien entwickelt werden sollen. Wie bei allen Anlagen vom Typ „Tokamak“ handelt es sich bei ITER zunächst um eine Maschine für gepulste Betriebsweise, die allerdings mittels Zusatzeinrichtungen für so genannten „nicht-induktiven Stromtrieb“ auch stationär betrieben werden kann. Eine Alternative, die ohne solchen Stromtrieb zu stationärem Betrieb fähig ist, bietet eine andere Weiterentwicklung des toroidalen Einschlusses, nämlich der Anlagentyp „Stellarator“, dessen fortschrittlichste Maschine derzeit in Greifswald/Deutschland aufgebaut wird. Allerdings wird sie, in der Größe wesentlich kleiner als JET, noch keine Fusionsleistung erzeugen.

¹ Dieser Fortschritt entspricht einer durchschnittlichen Verdopplung in 18 Monaten; das ist dem „Moore’schen Gesetz“ der Halbleiterindustrie vergleichbar.

Parallel zu dem ITER Projekt ist ein intensives Forschungs- und Entwicklungsprogramm [4] für fusions-spezifische Technologien und Materialien erforderlich. Dies sind insbesondere hitzebeständige „Erste Wand“-Materialien, sowie Strukturmaterialien, deren mechanischen Eigenschaften geeignet sind, den erwarteten Neutronenflüssen zu widerstehen, und die nur gering aktivierbar sein sollen, damit sie nach circa einem Jahrhundert wieder verwendet werden können. Um solche in Entwicklung befindlichen Materialien in Langzeittests qualifizieren zu können, wird eine Neutronenquelle mit geeignetem fusionsähnlichen Neutronenenergiespektrum und ausreichender Flussdichte benötigt. Für eine derartige Testeinrichtung, IFMIF (International Fusion Materials Irradiation Facility), werden gegenwärtig in internationaler Zusammenarbeit Entwurfs- und Validierungsarbeiten durchgeführt. Ihr Bau ist dringend erforderlich, da neben der Beherrschung der plasmaphysikalischen Aspekte auch die Lösung der Materialfragen über den Erfolg der Fusionsentwicklung mitentscheiden wird.

ITER ist noch nicht dazu konzipiert, Strom zu erzeugen, sondern die Bedingungen für den Hochleistungs- und Dauerbetrieb von Fusionsanlagen zu untersuchen und zu optimieren. Dazu gehören neben technologischen Aspekten der Reaktorkomponenten die Untersuchung des sich durch die Fusionsreaktionen selbst heizenden Plasmas, die Energie- und Ascheabfuhr und die Brennstoffbilanz im Reaktorgefäß sowie der Brennstoffkreislauf, denn das für die D-T Reaktion erforderliche Tritium muss im Reaktor selbst aus dem Rohbrennstoff Lithium in einer Zusatzenergie liefernden Reaktion erbrütet werden. Die Ergebnisse von ITER, für das ab 2026 die ersten Experimente mit wesentlicher Fusionsleistung geplant sind, sollen in eine Fusionsanlage DEMO einfließen, die, als Demonstrationskraftwerk, den ersten Strom aus Fusionsenergie produzieren und ins Netz einspeisen soll. Da die wesentlichen technischen Grundaspekte eines Fusionsreaktors bereits mit der Konstruktion von ITER erschlossen werden, sollte mit dem Entwurf und Bau von DEMO parallel zu den Experimenten an ITER begonnen werden können, sobald die erforderlichen Materialien in IFMIF qualifiziert worden sind, was ggf. Mitte der zwanziger Jahre der Fall sein könnte. Auf DEMO basierend könnte sodann die industrielle Entwicklung einer ersten Generation von Fusionsreaktoren konzipiert werden, in die ggf. bis dahin parallel realisierte Konzeptverbesserungen einfließen könnten (siehe auch Europäisches „Fast Track“ Szenario [5]).

In den letzten Jahren wurden Konzeptstudien zukünftiger Fusionsreaktoren durchgeführt, welche die Sicherheits- und Umwelteigenschaften von Fusionskraftwerken quantifizieren und die Kosten für die Erzeugung von Elektrizität abzuschätzen erlauben [6]. Diese Modelle basieren auf dem Tokamakprinzip und zielen auf Kraftwerke mit einer Leistung von ca. 1.5 GW_e. Die ermittelten Stromkosten sind, wie bei allen neuen Technologien, in einem gewissen Maß von der Zahl der gebauten Kraftwerke (Lernkurve) abhängig. Als wesentliches Ergebnis zeigen die Modelle, dass mit Fusionskraftwerken Stromkosten erwartet werden können, die mit anderen Erzeugungsarten wettbewerbsfähig sein sollten.

Ein von der bisher beschriebenen Fusion mittels magnetischen Einschlusses abweichendes Verfahren ist die sogenannte Trägheitsfusion, bei der kleine Brennstoffkügelchen mit vielen konzentrisch auf diese „Pellets“ fokussierten Laserstrahlen beschossen werden. Dabei verdampft die Oberfläche der Pellets, und durch den entstehenden Rückstoß wird das Brennstoffgemisch im Inneren so stark komprimiert, dass Kernfusion einsetzen kann. Inzwischen werden auch Konzepte verfolgt, mit zusätzlichen ultrakurzen, extrem intensiven Laserstrahlen die Zündung schon bei niedrigerer Kompression zu erreichen. Laserbasierte Trägheitsfusion kam in der Vergangenheit mangels hinreichend effizienter und hochrepetierender Laser grundsätzlich nicht für die Energieerzeugung in Frage, sie wurde jedoch in den USA und in Frankreich für militärische Grundlagenforschung untersucht². Die Verfügbarkeit moderner diodengepumpter Laser läßt es möglich erscheinen, die benötigte Lichtenergie, einige 100kJ bis zu MJ pro Schuß, mit hinreichend hoher Effizienz zu erzeugen, um die Gesamt-Energiebilanz positiv (90% Gewinn) zu gestalten. Gleichzeitig sollten

² Die größten Anlagen sind die National Ignition Facility (Livermore, USA), von der noch im Jahr 2010 die ersten Experimente mit gezündeten Pellets erwartet werden, und Laser Mégajoule (Bordeaux, Frankreich), wo 2014 das gleiche Ziel erreicht werden soll.

sich hinreichend hohe Repetitionsraten (bis zu 10Hz) realisieren lassen, um eine Dauerleistung von 1GW in einem Laser-Fusionskraftwerk zu erzeugen. Aktuelle Großprojekte zur Untersuchung der Energiegewinnung mittel Laserfusion existieren in Japan, in den USA („LIFE“) und in der EU („HiPER“).

Vorschläge für so genannte Hybridkonzepte verbinden Kernfusions- mit Kernspaltungstechnologie u.a. für die Transmutation von radioaktiven Abfällen oder die Gewinnung von Brennstoff für Spaltungsreaktoren. Allerdings würden bei solchen Verfahren die Vorteile der Kernfusion weitgehend verloren gehen und nach dem jetzigen Stand der Forschung lassen sich die gleichen Zwecke sehr viel einfacher mit reiner Spaltungstechnologie erreichen [7].

Fusionskraftwerke können Grundlaststrom liefern, da ihr Betrieb keinen tages-, jahreszeitlich oder wetterbedingten Fluktuationen unterworfen ist. Die Ausgangsbrennstoffe Deuterium und Lithium sind weltweit verfügbar, und ihre Kosten spielen in der Wirtschaftlichkeitsbilanz eines Fusionsreaktors eine sehr untergeordnete Rolle³. Der Betrieb von Fusionskraftwerken sollte eine sehr gute Umweltbilanz aufweisen: Das Reaktionsprodukt Helium ist nicht radioaktiv, es gibt keine der Kernspaltung vergleichbaren Großrisiken – bei einem Störfall erlischt der Brennvorgang naturgesetzmäßig – und es wird mit den in Entwicklung befindlichen Materialien erwartet, dass weder radioaktive Nachwärme zur Zerstörung des Reaktors führen könnte noch die Endlagerung von umfangreichen Mengen langlebigen radioaktiven Materials erforderlich sein sollte. Damit hat Kernfusion ein hervorragendes Potenzial, langfristig in großem Umfang zu einer sauberen, sicheren und versorgungssicheren Stromversorgung beizutragen.

Anmerkungen und Literatur

- [1] JET Team, *Fusion Energy Production from a Deuterium-Tritium Plasma in the JET Tokamak*, Nucl. Fusion **32** (1992) 187
- [2] Keilhacker M. et al., *High Fusion Performance from Deuterium-Tritium Plasmas in JET*, Nucl. Fusion **39** (1999) 209
- [3] ITER Joint Central Team + Home Teams, *Fusion Engineering and Design* **55** (2001) 97-357
- [4] *R&D Needs and Required Facilities for the Development of Fusion as an Energy Source* Report of the Fusion Facilities Review Panel, European Commission (2008) ISBN 978-92-79-10057-4, http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/978-92-79-10057-4_en.pdf
- [5] King D. et al., *Conclusions of the Fusion Fast Track Experts Meeting (King report)*, Brussels (2001); und: I. Cook, N. Taylor, D. Ward, L. Baker and T. Hender, *Accelerated Development of Fusion Power*, UKAEA FUS 521 (February 2005), <http://www.fusion.org.uk/techdocs/ukaea-fus-521.pdf>
- [6] Maisonnier, D. et al., *A Conceptual Study of Commercial Fusion Power Plants*, EFDA-RP-RE-5.0 (2004); und: D.J. Ward et al., *The economic viability of fusion power*, J. Fusion Engineering and Design **06**, 160 (2005), <http://dx.doi.org/10.1016/j.fusengdes.2005.06.160>
- [7] Siehe z.B.: Final Report of the Fusion-Fission Research Workshop (Sept. 30 - Oct. 2, 2009) des DOE (USA). http://web.mit.edu/fusion-fission/Hybrid_Report_Final.pdf

³ Gegenwärtig beträgt der Lithium-Weltjahresbedarf ca. 122.000 Tonnen LCE (Lithium Carbonate Equivalent) entsprechend 23.000 Tonnen metallischem Lithium und die führende Industriefirma schätzt, dass allein mit den kontinentalen Lithium-Ressourcen (150 Mio Tonnen LCE bzw. 28 Mio. Tonnen metallischem Lithium) der Weltbedarf (ohne Kernfusion) bei den technisch erprobten Recyclingmöglichkeiten für mehr als 1000 Jahre gedeckt werden kann (Quelle: Chemetal 2008). Der US-Geological Survey (<http://www.usgs.gov/>) schätzt die Ressourcen und Reserven geringer, nämlich ca. 15 Mio. Tonnen metallisches Lithium. Die Erstbestückung eines Fusionskraftwerkes beträgt ca. 2000-3000 t LCE pro GW Nennleistung und der Verbrauch liegt bei ca. 0,3 Tonnen Lithium pro GWJahr. Damit sollte auch bei der Fusion für Lithium kein Engpass entstehen.

Teil III: Transport und Speicherung von elektrischer Energie

III.1 Stromnetze und Systemaspekte

1.1 Einleitung

Der Transport von elektrischer Energie erfolgt über Stromnetze, deren Auslegung nach den Kriterien Wirtschaftlichkeit, Transportkapazität, Verlustminimierung sowie Netzstabilität und Ausfallsicherheit erfolgen muss. Die bisherige Stromversorgung basiert auf Kraftwerken in Verbrauchernähe (typisch 100-200 km) mit dem Ziel, die Erzeugung dem lokalen bzw. regionalen Verbrauch zu jeder Zeit anzupassen. Dieses Nahversorgungssystem ist in ein überregionales Verbundnetz integriert, das vorwiegend begrenzte Regel- und Pufferfunktionen bereit stellt und Sicherheit bei seltenen Leistungseinbrüchen (Ausfall eines Kraftwerks) bieten soll, jedoch nicht für generelle große Leistungsflüsse über weitere Entfernungen konzipiert ist.

Mit dem massiven Ausbau eines fluktuierenden Windenergieangebots in lastschwachen Regionen, aber auch einem erwünschten zunehmenden großräumigen Stromhandel in Europa, stößt dieses Konzept mittlerweile längst an seine Grenzen. Zwei Entwicklungen sind deshalb dringend erforderlich: die weiträumige Übertragungskapazität erheblich aufzustocken¹ und das Netz intelligent zu machen (Stichwort „Smart Grid“²), d.h. eine zeitliche Steuerung des Stromkonsums als neue Dimension in die Anpassung von Erzeugung und Verbrauch, der Netzstabilität sowie der CO₂-Emission, aber auch in die wirtschaftliche Optimierung mit einzubeziehen. Langfristig könnte in diesem neuen Netz auch eine gewisse Stromspeicherung beim Verbraucher (Stichwort „Elektromobilität“) eine Rolle spielen.

Bislang sind keine geeigneten Technologien verfügbar, die in Aussicht stellen würden, mit Stromspeichern einen wesentlichen Teil des Verbrauchs für mehr als nur Stunden zu überbrücken. Dieses Fehlen von effizienten Stromspeichern im großen Stil ist insgesamt ein Handicap für den Einsatz fluktuierender Stromquellen. Damit wächst aber umso mehr die Bedeutung eines leistungsfähigen europäischen Übertragungsnetzes, mit dem einerseits die unterschiedlich fluktuierenden Stromeinspeisungen in verschiedenen Teilen Europas (z.B. aus Windkraftanlagen in verschiedenen Küsten- und Seebereichen) ausgeglichen werden können und andererseits auch die Nutzung von Stromspeichermöglichkeiten großräumig optimiert werden kann, z.B. durch Nutzung des norwegische Potenzials an Wasserkraft, indem die dortigen Stauseen zu Pumpspeicherkraftwerken ausgebaut werden.

Der Aufbau neuer Überlandleitungen erfordert in Deutschland, aber auch in vielen anderen Ländern, sofern er genehmigungsfähig ist, durchaus ein Jahrzehnt von der Planung bis zur Realisierung und bindet erhebliche Investitionen³. Damit ist die Entwicklung des Stromnetzes eine langfristige Aufgabe. Sie zu bewältigen, wird für den Erfolg beim Umbau des Energiesystems entscheidend sein.

¹ Die Erfordernisse eines zukünftigen Stromnetzes sind u.a. eingehend in Studien der DENA (Netzstudie I (2005) und Netzstudie II (in Vorbereitung, 2010)) und der UCTE (*UCTE Transmission Development Plan* (2008 und neu 2009)) untersucht worden. Das Rückgrat eines solchen Netzes muss in Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik erstellt werden.

² Siehe z.B. die „E-Energy“-Initiative des BMWi, <http://www.e-energy.de/>

³ B. Diekmann, K. Heinloth, *Energie*, Teubner (1997) p. 342 geben ~70-120 € pro MVA und km an. H. Brakelmann gibt in einem Gutachten für den BDEW (*Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?* (2004)) längenbezogene Kosten für eine 30 km lange 110 kV Doppelfreileitung von ca. 300.000 €/km und für ein entsprechendes Erdkabelsystem ca. das Doppelte an (http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/download/public/Freileitung_Kabel.pdf).

1.2 Effizienter Stromtransport und Systemaspekte

1.2-a Grundlegende Aspekte

Verluste beim elektrischen Leistungstransport begrenzen die Entfernungen, die zweckmäßigerweise von einem Kraftwerk bedient werden können. Bei Wechselstrom spielen neben den Ohmschen Verlusten auch Verluste eine Rolle, die auf Grund der induktiven und kapazitiven Kopplung der Leiter und mit der Umgebung hervorgerufen werden und die eine Phasenverschiebung von Strom und Spannung bewirken. Um eine optimale Anpassung zu erreichen, muss eine entsprechende Blindleistung beim Verbraucher bereitgestellt werden. Generell ist die Wechselstrom-Übertragungslänge auf einige hundert km begrenzt⁴.

In Deutschland arbeitet das 18.000 km umfassende weiträumige Übertragungsnetz mit 380 kV und 220 kV, das lokale Verteilernetz mit 110 kV (Ebene der Stadtwerke und der Industrie) sowie 20/10 kV, mit dem schließlich 400 V Drehstrom für die Endverbraucherebene bereitgestellt wird. Für gebräuchliche 220 kV Überlandleitungen beträgt der Leistungsverlust ca. 1,2% (Kupfer) bzw. 2% (Aluminium) pro 100 km zuzüglich ca. 1% Umspannungsverluste, die bei Wandlung auf die Niederspannungsebene entstehen. Auf dieser fallen nochmals nicht vernachlässigbare Verluste an. Eine zusätzliche Aufgabe ist die verlustbehaftete Aufteilung der Wirklast auf verschiedene Leitungswege im Netz; sie erfolgt durch Anpassung der Impedanzen. Insgesamt liegen die Netzverluste in Deutschland (wie auch europaweit) bei ca. 6% der Nettostromerzeugung⁵.

Für die Minimierung der Verlustleistung müssen möglichst hohe Übertragungsspannungen gewählt werden, allerdings setzt die Durchbruchspannung (max. 30 kV/cm in trockener Luft) in Verbindung mit praktisch zweckmäßigen Masthöhen Grenzen. Maximal werden Spannungen von ca. 1 MV für möglich gehalten – in der Praxis existieren weltweit viele 500-750 kV Leitungen. In Deutschland ist bei Freileitungen ein Übergang zu Spannungen >380 kV wegen der dann erforderlichen höheren Strommasten gesellschaftlich schwer durchsetzbar und gegenwärtig nicht geplant.

Für größere Entfernungen ist der Einsatz von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ, englisch HVDC) günstiger als Dreh- oder Wechselstromübertragung. HGÜ ist auch vorteilhaft, weil keine Blindleistungsverluste auftreten bzw. keine Kompensation erforderlich ist, kein Skineffekt die Nutzung des gesamten Leiterquerschnitts beeinträchtigt, keine dielektrischen Verluste auftreten und Koronarentladungen geringer sind als bei Dreh- oder Wechselstrom. HGÜ wird bei Erd- und Seekabeln, die unvermeidbar einen sehr viel höheren kapazitiven Belag aufweisen als Überlandleitungen, auch bei kürzeren Strecken eingesetzt, bei Seekabeln z.B. zwischen Skandinavien und dem europäischen Verbundnetz⁶. Ein weiterer Vorteil der HGÜ-Technik ist, dass über die Verbindung keine Frequenzkopplung erfolgt und entsprechende Flexibilität in der Nutzung der übertragenen Leistung längs der Trasse besteht. Über einzelne HGÜ Trassen können Leistungen bis in den GW-Bereich übertragen werden, allerdings sind aufwändige Umrichtereinrichtungen erforderlich, die an den Ausgangs- und Endstationen jeweils ca. 0,8% Verluste bewirken. Die fehlende Frequenzkopplung ist auch bei Störfällen günstig, überdies sind bei HGÜ an den Umrichterstellen kurze Abschaltzeiten erreichbar. Weltweit existieren viele HGÜ-Strecken von ca. 700 km bis zu (gegenwärtig) 2400 km. Die deutsche Industrie ist maßgeblich an der Weiterentwicklung des Stands der Technik beteiligt.

⁴ Erdkabel mit Ölpapier-Isolation werden häufig für Dreh- bzw. Wechselstromübertragung in dicht besiedelten Gegenden eingesetzt. Sie sind teuer und haben wegen der hohen kapazitiven Kopplung zwischen den Leitern wesentlich höhere Verluste als Freileitungen – Längen sind deshalb auf deutlich unter 100 km begrenzt.

⁵ Quelle: Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung, Statistisches Bundesamt, Zahlen für Quartal II und III 2009.

⁶ Ein Beispiel ist die 2008 in Betrieb genommene 580 km lange und bis zu 420 m tiefe NorNed Trasse zwischen Fedaa (Norwegen) und Eemshaven (Niederlande). Hier werden zweiadrige Kupferkabel ($2 \times 790 \text{ mm}^2$) mit einer Übertragungskapazität von 700 MW bei $\pm 450 \text{ kV}$ verwendet. Über Seestrecken werden z.T. auch monopolare Seekabel (der Rückleiter ist das Meerwasser) eingesetzt.

Technisch stehen also für ein zukünftiges weiträumiges effizientes Stromnetz Lösungen zur Verfügung, wenngleich noch wichtige Verbesserungen möglich sind (z.B. der Übergang von konventioneller HGÜ Thyristor-Technik auf IGBT-Elektronik⁷).

1.2–b Probleme und Ziele

Beim Ausbau dezentraler erneuerbarer Energiesysteme bereitet die Windenergie die größten Probleme für die Stromnetzkonzeption⁸. Bis 2025/30 plant die Bundesregierung, die Windenergienutzung in Nord- und Ostsee auf 20-25 GW installierter Leistung auszubauen, was der in Küstennähe auf dem Festland installierten Kapazität vergleichbar ist. Damit wird in Norddeutschland – einer Region mit zumeist geringer Stromnachfrage – ein Gesamtpotenzial von bis zu 55 GW fluktuierender Elektrizitätserzeugung geschaffen. Dies entspricht fast der Hälfte der gesamten gegenwärtigen Bruttostromerzeugungskapazität Deutschlands (z. Zt. 121 GW) und in nahezu gleicher Höhe muss im Netz Back-up Leistung vorgehalten werden, denn die gesicherte Windleistung beträgt nur 5-10% dieser Nominalleistung⁹. Der Beitrag fluktuierender Quellen zur Versorgungssicherheit ist damit sehr gering und der Vorrang der Einspeisung, der diesen Quellen gesetzlich garantiert wird, erhöht die Anforderungen an das Stromnetz ganz erheblich. Massive Investitionen in die Netzinfrastruktur sind erforderlich, um voraussehbare, insbesondere aber auch in einem bislang ungekannten Maßstab unerwartet eintretende Lastschwankungen beherrschen zu können¹⁰. Beispielsweise schalten sich Windanlagen, die vor 2003/4 gebaut wurden, bei Spannungseinbrüchen >20% vom Netz ab und verstärken damit die kritische Situation. Analysen¹¹ zeigen, dass bereits im Jahr 2003 die Sicherheit des Netzes nicht mehr nach den definierten Standards gewährleistet war: Bei bestimmten, nicht auszuschließenden Fehlern im Übertragungsnetz oder dem plötzlichen Ausfall eines großen konventionellen Kraftwerks hätte es zu kritischen Netzzuständen mit großflächigen Spannungseinbrüchen kommen können, die letztendlich die im europäischen Stromverbund vorgehaltene Reserve von 3 GW überfordert hätten – mit der Folge eines weiträumigen Netzzusammenbruches.

Mittlerweile sind zwar Verbesserungen bei neuen Windneuanlagen eingeführt worden¹², doch ist ggf. die Umrüstung bzw. das Ersetzen („Repowering“) von Altanlagen zusätzlich erforderlich. Perspektivisch führt die Zunahme der fluktuierenden Einspeisung bei der geplanten Verringerung der Kernkraftwerke spätestens ab 2015 dazu, dass die Netzstabilität wieder zunehmend kritischer werden wird. Ein zusätzlicher Aspekt ist, dass bei Starkwind in lastschwachen Situationen (Nacht, Wochenende) Strom in einem Maß in das benachbarte Ausland verbracht werden muss, das die Spezifikationen der grenzüberschreitenden Leitungen übersteigt. Damit erweitert sich die Problematik auf europäisches Niveau. Langfristig wird nicht zu vermeiden sein, dass die durch das EEG zugesicherte generell vorrangige Einspeisung von Windstrom aufgegeben wird und ein Abregeln von Windanlagen in die zur Verfügung stehenden Anpassungsmöglichkeiten in lastkritischen Situationen einbezogen wird. Gleiches gilt für Photovoltaik.

⁷ Insulated Gate Bipolar Transistor Technologie gewinnt für Leistungselektronik und Hochspannungsumformer zunehmend an Bedeutung.

⁸ Die gleichen Probleme betreffen die Photovoltaik, allerdings in schwächerem Maß, da sie in Deutschland voraussichtlich stets wesentlich weniger Leistung liefern wird als Windenergieanlagen.

⁹ Quelle: DENA Netzstudie I. Zum Vergleich: Die gesicherte Leistung von Kraftwerksblöcken bei Steinkohle-, Braunkohle- und Kernkraftwerken, Öl/Gas-Kombianlagen, Biomasse und Geothermiekraftwerken sowie Pumpspeichern liegt bei 86-93% der Nominalleistung, für Gasturbinen bei 42% und Photovoltaik bei 1%. Quelle: DENA bzw. TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik 2008, zitiert nach H. Krüger, DENA.

¹⁰ Während bislang für Störfallszenarien mit dem Ausfall eines Kraftwerks, also einer Leistung bis zu einem GW, gerechnet werden konnte, können nun um eine Größenordnung höhere kurzfristige Leistungsschwankungen auftreten. Zu bemerken ist auch, dass auch hohe Investitionen in den Back-up Kraftwerkspark erforderlich sind, wenn dieser möglichst CO₂-vermeidend entwickelt werden soll und ein ausreichend leistungstarkes weiträumiges Stromnetz nicht (rechtzeitig) realisiert werden sollte.

¹¹ Siehe Dena-Netzstudie I

¹² Neuere Windanlagen müssen bis >80% Spannungsabfall am Netz bleiben bzw. dürfen sich nur zeitverzögert vom Netz trennen.

1.2-c Systemaspekte und Handlungsbedarf

Das Stromnetz muss den neuen mit dem Ausbau der fluktuierenden Energiesysteme und dem erwünschten europaweiten Stromhandel entstehenden Bedingungen angepasst werden. Unmittelbarer Handlungsbedarf besteht bei der Nachrüstung von Wind-Altanlagen, der Anpassung von Netzanschlussbedingungen und insbesondere den planungs- und genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen für den Ausbau des Stromnetzes. Weiter sollte die Einbeziehung von Windanlagen in die Netzbetriebsführung (Einspeisemanagement, Beteiligung an Bereitstellung von Regelleistung, verbesserte Netzstützung in kritischen Situationen) rechtlich ermöglicht und technisch umgesetzt werden. Schließlich muss der Netzausbau im europäischen Verbund forciert werden. Möglichkeiten der Realisierung von großtechnischen Speichermöglichkeiten müssen weiter erforscht werden.

In diesem Zusammenhang empfiehlt sich ein Blick auf potenzielle Szenarien, in denen die Bereitstellung der für eine hohe Versorgungssicherheit erforderlichen Reserveleistung weitestgehend ohne konventionelle Kraftwerke, also durch einen Mix aus erneuerbaren Energiesystemen erfolgen würde. Solch ein Mix würde in (Nord-)Deutschland im Zeitraum bis 2050, aber wohl auch darüber hinaus, vor allem von der stark fluktuierenden Windkraft¹³ dominiert werden, selbst wenn langfristig ein möglichst hoher Beitrag von zeitlich steuerbaren, nicht-fluktuierenden Wasserkraft-, Biomasse- und Geothermiekraftwerken realisiert werden würde. Um die erforderliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten, können zwei extreme Möglichkeiten diskutiert werden: Entweder müsste in solchen Szenarien die Netzkapazität für den Stromtransport in die betrachtete (Groß-)Region so ausgelegt werden, dass zu Schwachwindzeiten deren nahezu gesamter Strombedarf aus anderen Regionen gedeckt werden kann, oder, im anderen Extrem, müsste die Kapazität der Windkraftanlagen so erhöht werden, dass die Versorgung der Region auch bei Schwachwind sichergestellt ist, was eine massive Überkapazität an Windturbinen bedeutet. In windstarken Zeiten würde dies natürlich zu entsprechend großer Überproduktion von Strom führen (ein Phänomen, das in Ansätzen mitunter bereits beim jetzigen Ausbaustand eintritt und sogar schon negative Strompreisen bewirkt hat). Soll z.B. 50% der deutschen Netzhöchstlast mit Windkraft zu allen Zeiten sichergestellt werden, so würde bei Starkwind die Überkapazität das bis zu Siebzehnfache¹⁴ dieser Netzhöchstlast betragen müssen, wenn die heutige Versorgungssicherheit beibehalten werden soll¹⁵. Das wäre offensichtlich mit extremen Investitionen in die Windkraftanlagen, aber auch in das Übertragungsnetz verbunden, denn der größte Anteil des bei Starkwind überschüssigen Stroms müsste, da es nicht sinnvoll wäre, ihn durch Leerlaufstellung der Turbinenblätter „wegzuwerfen“ (d.h. nicht zu erzeugen), aus der Erzeugungsregion heraus transportiert werden, soweit in ihr keine hinreichenden Stromspeicher existieren (was wohl noch lange der Fall sein wird) oder zeitlich dem fluktuierenden Windangebot anpassbare Lasten wie z.B. Wasserstoff-Erzeugung¹⁶ oder auch elektrische Raumheizung bzw. -kühlung (Wärmepumpe) bestehen werden¹⁷. Mit wachsendem Anteil nicht-fluktuierender Stromerzeugungssysteme und, wenn sie technisch realisierbar werden sollte, wesentlich

¹³ Bei einer installierten Windkapazität von 21.500 MW schwankte im Jahr 2006/7 die erzeugte Windleistung bei einer Durchschnittsleistung von 4.430 MW zwischen maximal ca. 18.000 MW (für einige Stunden um den 15.3.2007) und minimal 380 MW (für einen zusammenhängenden Zeitraum vom 6. bis 10. Juni 2006). Schwachwindperioden (Erzeugung unter 5% der installierten Windkapazität) umfassten kumuliert ca. 50-60 Tage, d.h. ca. 15% der Periode (Daten vom 1.4.2006 – 31.3.2007: Deutsche ÜNB).

¹⁴ Bei einer angenommenen zukünftigen Netzhöchstlast in Deutschland von ca. 87.500 MW und einem Beitrag der Windkraft von 40.000 MW würde eine 17-fache Überkapazität erforderlich sein, d.h. je 1000 MW geforderter Leistung wären 17.000 MW Windkraftanlagen erforderlich. Quelle: Prof. Th. Hartkopf, TU Darmstadt.

¹⁵ Zum Vergleich: Dieser Faktor beträgt im konventionellen Energiesystem ca. 1,3 -1,4. Beispielsweise betrug zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast von 76,7 GW am 15.12. 2005 die gesamte inländische Kraftwerksleistung 110,4 GW. Abzüglich interner benötigter Leistung des Kraftwerkssystems, Ausfällen, Revisionsabschaltungen und Reserve für Systemdienstleistungen betrug die gesicherte Leistung 82,7 GW. Quelle: DENA.

¹⁶ Dieser Wasserstoff entspräche einer chemischen Speicherung der elektrischen Energie und könnte dann z.B. im Transportsektor für Brennstoffzellenantriebe genutzt oder auch in das Erdgasnetz eingespeist werden könnte und damit den Verbrauch fossilen Erdgases reduzieren helfen (Quelle: s. Fußnote 14).

¹⁷ Die gelegentlich vorgeschlagene Nutzung des Überschussstroms für (Nacht-) Stromspeicherheizungen bietet sich erst an, wenn der Anteil CO₂-freier Stromerzeugung auch in (den überwiegenden) Zeiten schwacher Windstromerzeugung hoch genug ist, solche Heizungen klimapolitisch akzeptabel zu machen. Andere Speichermöglichkeiten (z.B. Druckluftspeicher) sind technisch und wirtschaftlich noch nicht absehbar (s. Kapitel III.2).

erweiterter großtechnischer Stromspeicherung würde der Überschussfaktor tendenziell sinken können, voraussichtlich aber immer noch beachtlich bleiben. Die Praxis wird zwischen den Extremen liegen; aber wenn die fluktuierende Windkraft (und Photovoltaik) wirklich einen gesicherten Beitrag zur Stromversorgung leisten soll, wird dies die Bereitstellung einer Erzeugungs-Überkapazität und damit einen Netzausbau in mehrfacher Höhe der vom Verbrauch her eigentlich benötigten Netzhöchstlast erfordern, um den Überschussstrom weiträumig dem Stromhandel und damit anderen Verbrauchern zur Verfügung zu stellen.

Es ist absehbar, dass der Anteil fluktuierender Stromeinspeisung – heute beträgt die installierte Windleistung nominal bereits grob 30 GW¹⁸ – über die nächsten zwei Jahrzehnte weiter erheblich wachsen wird. Umso wichtiger ist es, über den europäischen Verbund wesentliche Beiträge zur Versorgungssicherheit einzuplanen (z.B. aus südlicher Solarthermie¹⁹ oder anderen Kraftwerken). Investitionen in ein starkes transeuropäisches Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetz gewinnen damit enorme Bedeutung. Auch sollten Konzepte umgesetzt werden, die die Problematik durch ein gewisses Maß zeitlicher Anpassung des Stromverbrauchs (Smart Grid) an die fluktuierende Stromerzeugung entschärfen.

1.2–d Kosten

Bei Kostenbetrachtungen konnte bisher davon ausgegangen werden, dass die Netzkapazität zusätzlich zu dem maximalen Verbrauch in einem Gebiet den Ausfall eines großen Kraftwerkes abdecken muss, was in der Regel eine vergleichsweise geringe Erhöhung des Leistungstransportes auf den Trassen (z.B. um einige zehn Prozent) bedeutete. Da, wie diskutiert, die statistisch gesicherte Leistung bei Windkraft (bezogen auf die definierte Versorgungssicherheit) nur 5-10% der Nominalleistung beträgt²⁰, wird in Zukunft die Leitungskapazität zu und von anderen Erzeugungsregionen entsprechend auszubauen sein.

Überdies müssen nach Berechnungen der DENA ca. 15-20% der installierten Windleistung als positive bzw. negative *Regelleistung* in Minuten- und Stundenreserve in anderen Kraftwerken betriebsbereit im Leerlauf vorgehalten werden. Diese Situation bewirkt gegenwärtig für Kraftwerksneueinvestitionen eine Verschiebung hin zu (Erdgas-) Anlagen mit geringeren Kapitalinvestitionen aber höheren spezifischen Brennstoffkosten. Allerdings sind die Gesamtbrennstoffkosten wegen der begrenzten zeitlichen Auslastung niedriger als bei konventionellem Betrieb. In der Gesamtbilanz übersteigen jedoch die durch den teureren Windstrom verursachten zusätzlichen Kosten ganz erheblich die Einsparungen bei Brennstoff und Investitionen in Kraftwerksneubauten. Der produzierte Strom wird also teurer.

Ein erheblicher Kostenfaktor wird zusätzlich durch die oben geschilderte Situation verursacht, die Windkapazität und das Netz möglicherweise weit über die vom Verbrauch her erforderliche Netzhöchstlast ausbauen zu müssen. Allein für den Ausbau des Netzes auf der (Drehstrom-) Höchstspannungsebene (220/380 kV) werden in Deutschland bis 2020 voraussichtlich rund 20 Mrd. € zu investieren sein²¹. Für die Finanzierung der zusätzlich notwendigen Anbindung der Windparks bis zum Netzanschlusspunkt sollen EEG-Vergütungen herangezogen werden.

¹⁸ Quelle: DENA Netzstudie

¹⁹ Siehe Kapitel II.5.3

²⁰ Die gesicherte Leistung von Steinkohle-, Braunkohle- und Kernkraftwerken, Öl/Gas-Kombianlagen, Biomasse- und Geothermieanlagen liegt bei 86 – 93% der Nominalleistung, für Gasturbinen bei 42%, für Photovoltaik bei 1% (Quelle: DENA)

²¹ Quelle: DENA Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der dena-Studie durch die Projektsteuerungsgruppe (23.2.2005). Für den Ausbau des Verbundnetzes aller Anrainerstaaten zur Nutzung der Nordsee-Windenergie werden die Kosten auf 30 Mrd. € geschätzt (Quelle Süddeutsche Zeitung S.17, 5.1.2010). Die Gesamtinvestitionen in ein den Zielen des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit entsprechenden europäisches Stromsystem (Stromerzeugung und Netze) werden im kommenden Jahrzehnt – ebenso wie im darauffolgenden – jeweils auf grob 700 Milliarden € geschätzt, davon ca. 40% für den Netzausbau und ein ähnlich großer Anteil für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen (Quelle: IEA, zitiert nach „Die Zeit“, 29.4.2010, S.23/24).

1.3 Smart Grid

Um tageszeitliche Lastschwankungen und Stromerzeugung möglichst aneinander anzupassen, sind für Endverbraucher seit Langem in vielen Gebieten Tag- und Nachttarife mit getrennten Zählern eingeführt worden. Mittlerweile gibt es weltweit Bestrebungen, eine viel umfassendere Verbrauchssteuerung, ein *Smart Grid*, zu ermöglichen, in dem die gesamte Kette von der Stromerzeugung über die Verteilung hin zum Verbraucher bidirektional mittels Informations- und Kommunikationstechnologie des Stromversorgers bzw. Netzbetreibers beeinflussbar wird. Damit wird von der Versorgerseite²² nicht nur eine Lastanpassung beabsichtigt, sondern auch erhofft, einen (möglichst großen) Teil des Endverbrauchs durch direkte Beeinflussung bzw. durch Anreize in ertragsstarke Zeitabschnitte mit niedrigeren Stromgestehungskosten verschieben zu können. Natürlich geht damit eine Reduzierung der durch Spitzenlastkraftwerke abzudeckenden Strommengen einher, die sich auch auf den CO₂-Ausstoß günstig auswirken kann.

Zumeist wird für das *Smart Grid* vor allem damit geworben, dass der Endverbraucher besser in die Lage versetzt werde, den Stromverbrauch zu kontrollieren und zu reduzieren. Diese Möglichkeiten bestehen allerdings zum Teil bereits heute: So bieten z.B. viele Waschmaschinen und Trockner die Möglichkeit, zeitversetzt betrieben zu werden und viele andere Geräte können über preiswerte Schaltzeituhren gesteuert werden. Natürlich bräuchte eine intelligente Anpassung des Verbrauchs in Abhängigkeit vom tatsächlichen Stromangebot zusätzliche Optimierungsmöglichkeiten. Es darf allerdings bezweifelt werden, dass eine Verschiebung des Verbrauchs über mehr als einige Stunden für das Gros der energieintensiven Anwendungen möglich sein wird. Tatsächlich dürfte auch der private Verbraucher nur relativ begrenzte Möglichkeiten haben, den Verbrauch über das heute schon mögliche Maß in lastschwache Zeiten (z.B. frühe Morgenstunden) zu verschieben, um höheren Stromkosten zu entgehen.

Konzepte für ein *Smart Grid*, das die Verbrauchssteuerung durch Informationsaustausch mit der Abnehmerseite in die Gesamtoptimierung einzubeziehen erlaubt, sind weltweit in Diskussion. Bislang ist fraglich, ob *Smart Grids* tatsächlich zu wesentlichen Energie- und CO₂-Einsparungen führen werden, die, da vorwiegend an das Verbraucherverhalten gekoppelt, nicht schon auf andere Weise mit wirtschaftlichen Anreizen oder regulatorisch erzielbar wären.

In Hinblick auf den Ausbau der Elektromobilität wird daran gedacht, die Stromspeicher von Elektroautos als Puffer zur Anpassung von Stromangebot und -verbrauch im Stromnetz zu nutzen (siehe Kapitel 1.3 über Elektromobilität). Die gegenwärtig ausschließlich verwendeten Blei-Akkumulatoren der Starterbatterien eignen sich dafür wenig (begrenzte Lade-/Entladezyklen, zu geringe Kapazität). Überdies existiert für den Großteil der Fahrzeuge keine Infrastruktur, um sie an das Stromnetz anzuschließen, da sie nicht in Garagen sondern am Straßenrand geparkt sind. Sollten Fahrzeugbatterien in großer Zahl mit wesentlich höherer Kapazität und Zahl von Lade-/Entladezyklen in Elektroautos zur Verfügung stehen, so könnten sie – passende Infrastruktur vorausgesetzt – in den lastschwachen Nachtstunden geladen werden und tagsüber als Stromspeicher zur Verfügung stehen, wenn sie z.B. nur für die morgendliche und abendliche Fahrt zur Arbeitsstelle genutzt werden. Allerdings würde das die Flexibilität des Autohalters deutlich einschränken. Inwieweit ein solches Konzept angenommen werden würde, auch wenn es mit einem ausreichend dichten Netz von „Tankstellen“ (ggf. für Tauschbatterien) verbunden wäre, ist noch nicht abzusehen.

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass sich das *Smart Grid* Konzept sicher rasch etablieren wird, da es für die Stromversorger attraktive Möglichkeiten eröffnet und politisch anspricht. In

²² Dies gilt insbesondere für Unternehmen, die in direktem Kontakt mit Endverbrauchern stehen (DSO = Distribution System Operators) und erst in zweiter Linie für die Netzbetreiber (TSO = Transmission System Operators), die bereits über umfassende Informationssysteme zur Netz- und Lastoptimierung verfügen. In den USA wird der Markt für Smart Grid für den Zeitraum bis 2015 auf 200 Milliarden US\$ geschätzt. Es wird erwartet, dass diese attraktive Investition den weitaus überwiegenden Anteil am gesamten Investitionsvolumen der Utilities haben wird (Quelle: Dayton Business Journal, 29.12.2009).

Deutschland soll als erster Schritt *Smart Metering* bereits in der näheren Zukunft, unterstützt durch gesetzliche Vorgaben²³, eingeführt werden. Für den privaten Haushaltssektor ist offensichtlich, dass die individuellen Verbrauchsgewohnheiten durch das *Smart Grid* erheblich beeinflusst werden müssen, wenn wirklich eine wesentliche Verbrauchsreduzierung und damit CO₂-Einsparung bewirkt werden soll. Das *Smart Grid* eröffnet auch ein weites Feld für kritische datenschutzrechtliche Erwägungen.

²³ Z.B. ist in Deutschland der Einbau von intelligenten Stromzählern ab 2010 vorgeschrieben.

III.2 Stromspeichertechniken

2.1 Einführung

Der Anteil der regenerativen Energiequellen an der Gesamtstromerzeugung ist in Deutschland in den letzten Jahren stetig gestiegen. Den Löwenanteil am Zuwachs hat dabei die Windenergie, die weiter erheblich wachsen und damit in absehbarer Zukunft das Erzeugungsprofil deutlich dominieren wird.

Allerdings hat Windkraft (das gleiche gilt für die im Moment noch relativ unbedeutende Photovoltaik) ein zeitlich stark fluktuierendes Einspeiseprofil. Dieser zeitlich schwankenden Einspeisung steht auch auf der Verbraucherseite eine zeitlich fluktuierende Entnahme gegenüber – die Differenz muss mit kurzfristig regelbaren Kraftwerken und Speichern ausgeglichen werden (Primärregelung im Millisekundenbereich, Sekundärregelung im Minutenbereich). Die Erlöse für diese so genannte Regelenergie sind dabei selbst starken Schwankungen ausgesetzt und spiegeln sich als äußerst volatiler Preisindex auf dem EEX-Spotmarkt wider. In einzelnen Stunden steigt der Spotmarktpreis teilweise auf das 4-fache des Durchschnittspreises, in anderen Stunden mit extremem Stromüberschuss werden sogar negative Preise erzielt. Der Grund ist, dass die Regelenergie teilweise nur aus vergleichsweise träge anpassbarer Kraftwerksleistung bereitgestellt werden kann und so die Fluktuationen nur mühsam ausgeglichen werden können (die Prognose der Windeinspeisung ist bereits im Minuten- und Stundentakt unsicher und weist in der Ein- oder Mehrtagesvorausschau bereits sehr erhebliche Abweichungen vom tatsächlich eintretenden Verlauf auf).

Stromspeicherung als Teil des Netzmanagements wird daher in Zukunft eine zunehmend wichtige Aufgabe werden und die Einbindung von möglichst effizienten, dezentralen Speichern für elektrische Energie erfordern¹. Aufgrund der starken Volatilität des Strompreises sind dabei unter Umständen auch Speichertechniken mit relativ geringer Effizienz wirtschaftlich. Mit zunehmender Integration von Speichern und Etablierung von Lastmanagement-Instrumentarien wird diese starke Volatilität jedoch tendenziell zurückgehen, so dass auch jetzt schon nur Speichertechniken ausreichender Effizienz weiterentwickelt werden sollten.

Als mögliche Stromspeicher kommen in Betracht:

Mechanische Speicher

- Schwungrad

Hydraulische Speicher

- Pumpspeicherkraftwerk
- Druckluftspeicher

Elektrische Speicher

- Supraleitende Spulen
- Doppelschichtkondensatoren

Elektrochemische Speicher

- Batterien
- Redox-Flow-Zellen
- Wasserstoff-Elektrolyse (+ Brennstoffzellen)

¹ Siehe zu diesem Thema z. B. auch R. Schlögl und F. Schüth, *Transport- und Speicherformen für Energie*, in *Die Zukunft der Energie*, herausgegeben von P. Gruss und F. Schüth, Verlag C. H. Beck, München 2008, S. 246-281

Gleichrangig mit der direkten Speicherung von Elektrizität sind Wärmespeicher in solarthermischen Kraftwerken zu sehen, die eine Vergleichmäßigung der Stromproduktion auch bis in die Nachtstunden hinein ermöglichen und daher letztendlich Stromspeicher ersetzen. Sie werden daher auch im Rahmen dieses Kapitels behandelt.

Alle diese Speichertechnologien unterscheiden sich teilweise deutlich bezüglich ihrer maßgeblichen Parameter. Einige kommen nur als Kurzzeitspeicher zum Leistungsausgleich in Frage, andere können als Langzeitspeicher (Stunden bis Monate) eingesetzt werden. Auch die spezifischen Kosten sowie der technische Entwicklungsstand der einzelnen Verfahren differieren stark. Im Folgenden soll daher ein kurzer Überblick über Technik und Randbedingungen der einzelnen Speichertechnologien gegeben werden. Eine zusammenfassende Tabelle (Tab. 1) zum Vergleich der verschiedenen Speichertechniken befindet sich am Ende dieses Kapitels (Abschnitt 2.6).

2.2 Mechanische Speicher: Schwungrad

In Schwungradspeichern wird elektrische Energie über einen Elektromotor in die Rotationsbewegung einer trägen Masse umgewandelt und kann bei Bedarf durch Abbremsen mit einem Generator wieder entnommen werden. Konventionelle Systeme verwenden große, schwere Stahlrotoren, die in mechanischen Lagern geführt werden. Aufgrund der relativ geringen Zugfestigkeit von Stahl sind hier die Umdrehungsgeschwindigkeiten auf ca. 5000 U/min. begrenzt. Moderne Systeme enthalten wesentlich zugfestere Kohlenstofffaser-Kompositmaterialien, deren theoretische Energiedichte um über eine Größenordnung höher ist, und können Rotationsgeschwindigkeiten von bis zu 100.000 U/min erreichen. Hauptvorteil der Schwungradspeicher ist die sehr hohe Effizienz für Kurzzeitspeicherung von über 90%. Allerdings eignen sich Schwungradspeicher aufgrund der hohen Verlustrate (1–10% / Stunde) nicht als Langzeitspeicher. Schwungradspeicher sind technisch ausgereift, kommerziell verfügbar und werden vor allem im Bereich der Leistungsspeicherung und Notstromversorgung im Minutenbereich weiterhin eine große Rolle spielen.

2.3 Hydraulische Speicher

In **Pumpspeicherkraftwerken** wird in Zeiten von Stromüberschuss Wasser in ein möglichst hoch gelegenes Reservoir (natürlicher See oder künstliches Becken) gepumpt und bei Bedarf durch Fallrohre über Turbinen in ein tiefer gelegenes Wasserbecken geleitet. Die Pump- und Turbinenverluste (incl. Motor/Generator) betragen jeweils etwa 10%, so dass der Gesamtwirkungsgrad von modernen Pumpspeicherkraftwerken im Bereich von 75–85% liegt. Sie sind sehr schnell regelbar, die Anfahrtszeit (sowohl für den Kraftwerks- wie für den Pumpbetrieb) beträgt in der Regel etwa 1 Minute. Danach können sie typischerweise für einige Stunden in Vollast Strom produzieren. Sie eignen sich daher sehr gut als Regelkraftwerke für den Tag/Nacht-Ausgleich, prinzipiell ist aber aufgrund der sehr geringen Speicherverluste (Verdunstung oder Versickerung von Wasser) auch saisonale Speicherung möglich. Momentan gibt es in Deutschland etwa 30 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von fast 7000 MW und einer Gesamtkapazität von 40.000 MWh. Damit sind Pumpspeicher momentan die einzige, in großem Maßstab vorhandene Speichertechnologie. Ein Vergleich der Gesamtkapazität mit der installierten Windenergieleistung (2010: ca. 30.000 MW) zeigt jedoch, dass auch diese Kapazität nur gut eine Stunde Windflaute komplett ersetzen könnte. Durch die vielfältigen Ansprüche an mögliche Standorte (große Höhendifferenz, großes Speichervolumen, Umwelt-/Landschaftsverträglichkeit) ist die Zubaumöglichkeit weiterer Pumpspeicherkraftwerke jedoch äußerst begrenzt.

In **Druckluftspeicherkraftwerken** (CAES, compressed air energy storage) wird mit einem elektrischen Kompressor die Verbrennungsluft für eine Gasturbine komprimiert und in großen unterirdischen Kavernen für längere Zeiträume gespeichert. Bei Bedarf kann diese Luft dann als Verbrennungsluft für eine konventionelle Gasturbine genutzt werden, wobei sie jedoch durch den fossilen Brennstoff nur erhitzt und

nicht mehr weiter komprimiert werden muss. Dies erhöht den Wirkungsgrad der reinen Gasturbine erheblich. CAES-Speicher sind also prinzipiell nichts anderes als Gasturbinen, bei denen die Kompression der Verbrennungsluft zeitlich und anlagentechnisch von der Nutzung in den Turbinen getrennt ist. Das einzige CAES-Kraftwerk Deutschlands (Huntorf, Baujahr 1978, 290 MW, 310.000 m³ Speichervolumen) hat einen Wirkungsgrad von 42%, dieser könnte jedoch prinzipiell durch eine optimierte Systemauslegung auf etwas über 50% gesteigert werden. Insgesamt ist die Effizienz aufgrund der hohen Wärmeverluste der komprimierten Luft jedoch eher gering.

Um den Wärmeverlust der CAES Technik zu umgehen, werden **adiabatische Druckluftspeicher** (AA-CAES, advanced adiabatic CAES) entwickelt, die die Kompressionswärme zwischenspeichern und beim Entladen zur Aufwärmung der entspannten Luft nutzen. Dadurch kann die komprimierte Luft direkt, ohne Gasbefuerung, genutzt werden, der Gesamtwirkungsgrad kann Werte von ca. 70% erreichen. Dieses Konzept ist jedoch noch nicht erprobt. Hauptschwierigkeit ist naturgemäß der riesige Wärmespeicher, der bei Speichertemperaturen von mehreren hundert °C arbeiten muss. Als Materialien kommen z.B. poröse Keramiken bzw. Beton in Betracht. Verschiedene Systemkonfigurationen werden derzeit z.B. in einem EU-geförderten Projekt untersucht. Erste Kraftwerke könnten frühestens 2020 in Betrieb gehen.

2.4 Elektrische Speicher: Supraleitende Spulen und Doppelschichtkondensatoren

Eine möglichst direkte „elektrische“ Speicherung von elektrischer Energie erscheint auf den ersten Blick ein sehr effektiver Ansatz, da hier Verluste bei der Umwandlung in andere Energieformen (mechanische Energie, chemische Energie) vermieden werden. Hauptvertreter dieser Speichertechnologien sind **supraleitende Spulen** (SMES), die Energie im magnetischen Spulenfeld speichern, sowie **Doppelschichtkondensatoren** (Supercaps, Ultracaps), die Energie im elektrischen Feld speichern. Beiden – technologisch sehr unterschiedlichen – Ansätzen gemeinsam ist ein sehr hoher Lade/Entladewirkungsgrad von über 95% sowie eine leider relativ hohe Verlustrate von über 10% pro Tag. Beide Speicher sind beliebig oft zyklierbar, die Systemkosten sind jedoch immens hoch. Sie liegen etwa drei Größenordnungen über den spezifischen Kosten (pro Kilowattstunde) eines Pumpspeicherkraftwerkes. Damit sind elektrische Speicher für großtechnisches Netzmanagement ungeeignet – Hauptanwendungszweck (im stationären Bereich) wird aufgrund der kurzen Ansprechzeiten und der großen Leistungsdichte die Notstromversorgung im Millisekundenbereich sein. Darüberhinaus werden Supercaps im mobilen Bereich eine zunehmende Rolle als Leistungspuffer für Elektrofahrzeuge spielen.

2.5 Elektrochemische Speicher

In elektrochemischen Speichersystemen werden beim Ladevorgang durch eine äußere Kraft Elektronen von einem Reaktionspartner auf einen zweiten Reaktionspartner übertragen, d.h. ein Stoff gibt Elektronen ab (Oxidation), ein anderer Stoff nimmt Elektronen auf (Reduktion). Dies führt zu einer Änderung des Energiezustandes des Gesamtsystems und einer damit verknüpften von außen messbaren Zellspannung. Beim Entladevorgang läuft dieser Prozess selbstständig, von der Spannungsdifferenz angetrieben, in umgekehrter Richtung ab. Die beiden Reaktionszonen (Anode und Kathode) sind durch einen elektronisch isolierenden, aber ionenleitenden Elektrolyten verbunden, durch den der Stromkreis geschlossen wird. Die maximale Energiedichte (in Wh/kg) wird maßgeblich durch die Masse der aktiven Reaktionspartner bestimmt. Prinzipiell versprechen daher elektrochemische Speicher auf Basis Lithium (M=3) sehr viel höhere Energiedichten als z.B. Bleiakkumulatoren (M=207).

Elektrochemische Energiespeicher sind ein wichtiger aktueller Forschungsschwerpunkt weltweit, sowohl in der universitären Grundlagenforschung als auch im industriellen Bereich. Dabei werden sehr viele sehr unterschiedliche Systeme untersucht und optimiert.

Blei-Akkus werden schon seit über 100 Jahren entwickelt und sind bis heute eine der zuverlässigsten elektrochemischen Speicher. Alle Reaktanden (Pb , PbO_2 , PbSO_4) sind Feststoffe und bleiben ortsfest an den Elektrodenplatten gebunden, die in verdünnte Schwefelsäure getaucht sind. Beim Entladen wird Schwefelsäure verbraucht, daher kann aus dem Säuregehalt des Elektrolyten direkt der Ladezustand bestimmt werden. Bleiakkus zeichnen sich vor allem durch Robustheit, eine hohe Zyklenzahl und sehr geringe Verlusten aus. Darüber hinaus haben sie noch einen weiteren Vorteil: Sie sind im Vergleich zu anderen elektrochemischen Speichern sehr billig. Hauptnachteil ist jedoch ihr großes Gewicht. Dies hat jedoch nur für mobile Anwendungen entscheidende Bedeutung. Weltweit sind daher einige elektrische Großspeicher auf Basis Blei-Akku in Betrieb, der größte mit 40 MWh befindet sich in Kalifornien.

Vor allem für den mobilen Bereich wird daher intensiv nach Alternativen zum Bleiakkumulator gesucht. Dabei kommen (z.B. im Toyota Prius) derzeit hauptsächlich **Nickel-Metallhydrid Akkumulatoren** zum Einsatz (vgl. Kap. 1.3). Diese gibt es seit etwa 20 Jahren als Weiterentwicklung der Ni-Wasserstoff-Zellen, wobei im Unterschied zu den Vorgängerzellen der Wasserstoff nicht gasförmig, sondern in einer Wasserstoffverbindung (Metallhydrid) gespeichert wird. Dies vermindert jedoch die erreichbare Energiedichte. Problematisch ist vor allem im mobilen Bereich für den Betrieb bei Minustemperaturen der wässrige Elektrolyt. Großer Vorteil gegenüber z.B. Lithium-Batterien ist jedoch, dass NiMH-Akkus keine großen Sicherheitsprobleme aufweisen. Sie enthalten auch keine giftigen Stoffe.

Lithium ist das leichteste Metall und ermöglicht daher prinzipiell Batterien mit sehr großer Energiedichte. Auf der anderen Seite ist es jedoch sehr reaktiv und daher sicherheitstechnisch problematisch. Erst durch die Entwicklung von graphitischen Interkalationsanoden (als Weiterentwicklung von Zellen mit metallischer Lithium-Anode) konnten praxistaugliche Akkumulatoren gebaut werden. Bis heute sind Sicherheitsaspekte der Li-Ionen-Zellen jedoch immer noch sehr wichtig. Lithium-Ionen Batterien müssen sehr sorgfältig betrieben werden, sie vertragen weder Tiefentladung, Überladung noch hohe Temperaturen. Oberhalb von etwa 70°C besteht die Gefahr einer irreversiblen thermischen Freisetzung der gespeicherten Energie. In größeren Zellpaketen müssen daher derzeit noch alle Zellen einzeln mit Ladeschutz-Vorrichtungen überwacht werden. Höhere Sicherheit bieten Lithium-Polymer-Akkus: Statt des flüssigen Elektrolyten wird hier ein festes Polymer verwendet. Momentan ist aber die Zyklenzahl dieser Zellen nur etwa halb so groß. Aufgrund der weltweit immensen Forschungsanstrengungen sind in den kommenden Jahren jedoch weiter verbesserte Zellen mit größerer Kapazität (momentan durch die Kathode begrenzt) und gutmütigerem Betriebsverhalten zu erwarten.

Vor allem bzgl. der erreichbaren Speicherdichte hat die Klasse der **Metall-Luft Batterien** erhebliches Potenzial. Hier ist das aktive Material auf der Kathode Sauerstoff aus der Umgebung, der daher zum Zellgewicht nicht beiträgt. Hauptnachteil ist, dass die meisten Systeme elektrisch nicht wieder aufgeladen werden können. Es ist jedoch möglich, das verbrauchte Metall aus der Anode zu entnehmen, separat durch Elektrolyse zu reduzieren und neu zu verwenden. Ein Wirkungsgrad für den gesamten Zyklus von 60% ist bereits nachgewiesen.

Am weitesten entwickelt ist die Zink-Luft Batterie, es werden jedoch auch Systeme z.B. auf Basis von Aluminium und Lithium untersucht. Zink-Luft Batterien zeichnen sich durch eine exzellente Energiedichte und geringe Kosten aus und sind daher auch für mobile Anwendungen geeignet. So wurden z.B. bei der Deutschen Bundespost 150 kWh-Systeme im Einsatz von Elektrofahrzeugen erfolgreich getestet.

Ausgangspunkt für die **Hochtemperatur-Natrium-Batterie** war die Entdeckung eines keramischen Materials (β -Aluminiumoxid), das ab etwa 300°C eine sehr gute Leitfähigkeit für Na^+ Ionen zeigt, gleichzeitig aber ein vollkommener elektronischer Isolator und dicht gegenüber allen anderen Medien ist. Als Kathodenmaterial wird üblicherweise Schwefel eingesetzt. Sowohl Schwefel als auch Natrium sind bei der Betriebstemperatur flüssig. Natrium-Schwefel-Batterien zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte, hohen Wirkungsgrad und

hohe Zyklenfestigkeit aus. Die Selbstentladung ist praktisch null, jedoch müssen thermische Verluste bei längeren Standzeiten berücksichtigt werden. Die verwendeten Materialien sind relativ billig und ungiftig. Nachteilig ist die hohe Korrosivität von flüssigem Natrium und die hohe Betriebstemperatur (auch thermisches Zyklieren muss vermieden werden), was den Einsatz dieser Batterien auf großtechnische stationäre Installationen beschränkt (vor allem in Japan gibt es Batterien zur Netzstabilisierung mit Leistungen bis zu 20 MW). Die Entwicklung von Batterien für den mobilen Bereich wurde weitgehend eingestellt.

Eine Variante der NaS-Batterie ist die sogenannte ZEBRA-Batterie. Statt Schwefel wird hier NiCl als Kathodenmaterial verwendet. Diese Batterie zeichnet sich durch einen einfacheren technischen Aufbau sowie Vorteile bezüglich verschiedener Sicherheitsaspekte aus, so dass hier auch ein Einsatz im mobilen Bereich möglich erscheint. Aufgrund von Schutzrechten wird dieses System jedoch weltweit nur von einer Firma weiter entwickelt.

Redox-Flow-Batterien sind offene Systeme, in denen alle Redox-Spezies in gelöster Form vorliegen, in separaten Tanks gespeichert werden und beim Lade- bzw. Entladevorgang zusammen mit dem Elektrolyten durch die eigentliche elektrochemische Zelle gepumpt werden. Zelleistung und gespeicherte Energie sind damit entkoppelt. Die maximale theoretische Energiedichte ergibt sich aus der Löslichkeitsgrenze der aktiven Ionen im Elektrolyten und beträgt z.B. für das Vollvanadiumsystem 25 Wh/kg. Der Elektrolyt ist nahezu unbegrenzt zyklierbar, Flow-Batterien sind beliebig tolerant gegenüber Tief- und Teilentladungen und können mit beliebiger Rate geladen und entladen werden.

Vanadium-Flow-Batterien sind zur kommerziellen Marktreife entwickelt, werden bisher jedoch weltweit nur in einigen wenigen Einheiten u.a. zum Ausgleich von Fluktuationen an Windkraftanlagen eingesetzt. Neben dem Vollvanadiumsystem wurden auch andere Systeme entwickelt (z.B. Fe/Cr, V/Br). Vorteile sind unter Umständen eine höhere Energiedichte und billigere Materialien. Hauptnachteil bei diesen Systemen ist jedoch, dass aufgrund von Crossover durch den Separator die Systeme schnell degradieren und die Zyklenzahl damit reduziert wird. Prinzipiell haben Flow-Batterien ein hohes Potenzial zur Kostenreduktion aufgrund der möglichen Anlagenskalierbarkeit und der langen Lebensdauer.

Ein weiteres offenes elektrochemisches System sind **Wasserstoff-Brennstoffzellen**, die in Kombination mit vorgeschalteten Elektrolyseuren arbeiten. Alkalische Elektrolyseure sind seit Jahrzehnten kommerziell in Einheiten zwischen wenigen Watt und etwa 1 MW erhältlich. Typische Wirkungsgrade liegen im Bereich zwischen 60 und 75%. Konventionelle Systeme arbeiten bei Betriebsdrücken von einigen mbar, Weiterentwicklungen sind Druckelektrolyseure im Bereich von etwa 15-30 bar. Dies hat Vorteile im Bezug auf die Speicherung des erzeugten Wasserstoffs, evtl. kann man ganz auf eine Kompression verzichten oder sich zumindest eine Kompressionsstufe einsparen. Verbesserungen in Wirkungsgrad, Leistungsdichte (und damit der Kosten) sind vor allem durch Entwicklung neuer Kathoden- und Anodenmaterialien zu erwarten. Weitere Techniken sind PEM-Elektrolyseure bzw. Hochtemperaturelektrolyseure (auf Basis der SOFC-Technologie), die jedoch großtechnisch noch keine Rolle spielen.

Zur Rückwandlung kann der Wasserstoff prinzipiell in verschiedenen Prozessen genutzt werden, z.B. in konventionellen thermischen Kraftwerken. Im Gesamtsystem mit Elektrolyseur wird jedoch meist die Umsetzung in PEM-Brennstoffzellen diskutiert (für größere Speicher werden darüber hinaus auch Hochtemperatur-SOFC-Brennstoffzellen verwendet). Der thermodynamische Wirkungsgrad für beide Systeme ist vergleichsweise hoch, aufgrund der Überspannungen an den Elektroden und ohmschen Verlusten erreicht man in realen System Gesamtwirkungsgrade von etwa 50%. Neben den hohen Kosten leiden PEM-Systeme aber momentan noch unter hohen Degradationsproblemen (wobei typische Lebenszeiten mittlerweile von 1000 h auf über 5000 h angestiegen sind).

Damit ergibt sich für das Gesamt-Wasserstoffsystem ein Gesamtwirkungsgrad von etwa $70\% * 50\% = 35\%$. Damit sind diese Systeme energetisch uninteressant. Einziger Vorteil ist, dass prinzipiell eine nahezu verlustfreie Langzeitspeicherung sowie der Transport über große Entfernungen möglich sind.

2.6 Zusammenfassung elektrische Speicher

Tabelle 1 fasst die für den Einsatz im Bereich Netzmanagement wichtigsten Parameter der oben diskutierten elektrischen Energiespeicher zusammen. Es ist offensichtlich, dass Pumpspeicherkraftwerke sowohl aus wirtschaftlicher (Kosten) als auch technischer (Zyklen, Effizienz, Verlustrate) Sicht das beste System darstellen. Lediglich die Energiedichte ist hier sehr gering, was letztendlich zu dem enormen Flächenbedarf führt, wodurch – wie schon oben diskutiert – weitere Pumpspeicher in Deutschland schwierig zu realisieren sind. Mit schon wesentlich höheren Kosten verbunden sind Druckluftspeicher (CAES), die aus Effizienzgründen nur mit integriertem Wärmespeicher gebaut werden sollten (AA-CAES). Diese Systeme befinden sich jedoch noch in der Entwicklung. Schwungräder und direkte elektrische Speicher (SMES, Supercaps) kommen aufgrund der immensen Kosten nur als kurzzeitige Leistungsreserve in Frage. Alle elektrochemischen Speicher sind teuer und daher unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich schwer darstellbar. Größtes Entwicklungspotenzial (incl. Kostenreduzierung) haben die Redox-Flow-Batterien, die schon heute in einigen Installationen zur Glättung von Windkraftanlagen eingesetzt werden und prinzipiell verlustfrei arbeiten können.

	Wh/kg	Euro/kWh	# Zyklen	Effizienz	Verlustrate
Schwungrad, Stahl	5	3000	unb.	90 %	10 % / Stunde
Schwungrad, KF	100	5000	unb.	90 %	1 % / Stunde
Pumpspeicher	1	50	unb.	80 %	0 %
CAES	-	400	unb.	50 %	0 %
AA-CAES	-	800	unb.	70 %	0 %
SMES	3	100000	unb.	95 %	10 % / Tag
Supercaps	5	10000	unb.	95 %	10 % / Tag
Bleisäure	40	200	2000	85 %	0,1 % / Tag
Nickel-MH	80	2000	1000	70 %	1 % / Tag
Lithium-Ionen	130	1000	2000	90 %	0,2 % / Tag
Zink-Luft	200	30	-	60 %	0 %
Natrium-Schwefel	110	300	3000	85 %	10 % / Tag
Vanadium-Flow	25	500	unb.	75 %	0 %

Tab. 1: Übersicht über die wichtigsten Parameter der verschiedenen Energiespeicher

2.7 Wärmespeicher für solarthermische Kraftwerke

Gleichberechtigt mit der direkten Speicherung des regenerativ erzeugten, stark fluktuierenden Stromangebots sind Lösungen, bei denen schon auf der Erzeugungsseite durch geeignete Maßnahmen eine Vergleichmäßigung der Stromproduktion erreicht wird. In diesem Zusammenhang sollen hier im Kapitel „Stromspeicher“ auch Wärmespeicher für solarthermische Kraftwerke diskutiert werden. In solarthermischen

Kraftwerken wird je nach Technologie (Parabolrinnen, Solartürme) ein primärer Wärmeträger auf Temperaturen von bis zu etwa 1000 °C erhitzt. In einem Wärmetauscher wird die (nur tagsüber erzeugte) thermische Energie auf einen sekundären Dampfkreislauf übertragen, mit dem eine Dampfturbine betrieben wird. Durch Einsatz von zusätzlichen Wärmespeichern im System könnten die Turbinen auch nachts versorgt werden, wodurch im Prinzip ein (bisher noch nicht realisierter) kontinuierlicher 24h-Betrieb erreicht werden kann.

Typische Parameter der primären Wärmeträger für die wichtigsten Systeme sind:

Thermoöl	400°C	15 bar
Wasser/Dampf	400°C	100 bar
Luft	1000°C	1 bar

Prinzipiell können diese primären Wärmeträger auch direkt in großen Tanks gespeichert werden. Die Wärmekapazität von Luft (und eingeschränkt auch von Dampf) ist jedoch so gering, dass hier der Wärmetausch auf ein anderes Speichermedium zwingend erforderlich ist. Auch bei Thermoöl wird aus Kostengründen meist auf ein billigeres Speichermedium zurückgegriffen.

Die bisher entwickelten aussichtsreichsten Systeme sind:

Salzschmelze: Z.B. in den spanischen Andasol-Kraftwerken wird eine eutektische Mischung von 60% NaNO_3 und 40% KNO_3 eingesetzt. Diese Salze haben einen niedrigen Schmelzpunkt (222°C), sind großtechnisch verfügbar und relativ billig (Düngemittel). Es kann sensible Wärme mit einer Wärmekapazität von 1,6 kJ/kg K gespeichert werden, wobei der zur Speicherung von sensibler Wärme nutzbare Temperaturbereich durch den Schmelzpunkt nach unten und der Temperatur des primären Wärmeträgers nach oben begrenzt ist. Hauptnachteil ist, dass die Salzmischung unter 222°C fest wird und daher ständig geheizt werden muss, um eine Zerstörung des Systems zu verhindern.

Beton: Durch Wärmetauscher-Rohrbündel in einer festen Betonmatrix wird sensible Wärme in einem Temperaturbereich von 200 bis zu über 500°C im (relativ billigen) Feststoff Beton gespeichert. Die Wärmekapazität beträgt 1,3 kJ/kg K. Hauptschwierigkeit ist das (freie oder chemisch gebundene) Restwasser im Beton, das in den ersten Zyklen aus dem System entweichen muss. Es muss daher für eine ausreichende Dampfdurchlässigkeit gesorgt werden.

Weiterhin ist die unterschiedliche Wärmeausdehnung der Rohre im Vergleich zu Beton zu beachten. Es ist daher eine gewisse Bewegungsfreiheit der Rohre zu gewährleisten ohne den Wärmetransport zu behindern.

Sandspeicher: Insbesondere für Solartürme wird ein Speicherkonzept entwickelt, bei dem in einem Gegenstromwärmetauscher die etwa 1000°C heiße Luft ihre Wärmeenergie an den Feststoff Sand abgibt. Hier wird also das „quasifluide“ Speichermedium Sand gefördert und nach der Erwärmung in einem Vorratsbehälter gespeichert. In einem weiteren Wärmetauscher kann diesem Sand die Wärme wieder entzogen werden. Die Kosten für das Speichermedium sind sehr gering, die Investitionen aufgrund des komplizierten Systemaufbaus jedoch sehr viel höher.

PCM: Beim Phasenwechsel (z.B. Übergang fest-flüssig) wird sehr viel thermische Energie in einem schmalen Temperaturintervall gespeichert. PCM-Speicher (Phase Change Materials) sind daher ideale Speicher für das Wasser/Dampf-System, in dem der Großteil der thermischen Energie im Phasenübergang enthalten ist. Dabei müssen jedoch die Umwandlungstemperaturen auf Primär- und Sekundärseite aufeinander abgestimmt sein (z.B. durch den Betriebsdruck im Dampfkreislauf).

Als Phasenwechselmaterialien eignen sich im Temperaturbereich zwischen 130°C und 340°C vor allem (die auch in den sensiblen Wärmespeichern verwendeten) Nitratsalze und deren Eutektika, z.B. NaNO_3 (Schmelzpunkt 306°C) oder KNO_3 (334°C). Hauptproblem ist hier die geringe Wärmeleitfähigkeit vor allem in der festen Phase. Sandwichstrukturen aus Wärmeleitmaterialien (Graphit oder Metalle) und Speicher-material werden untersucht.

Neben der Speicherung der Kondensationsenthalpie im Dampfkreislauf sind PCM-Speicher prinzipiell auch zur Speicherung der sensiblen Wärme von z.B. Thermoölen geeignet. Aussichtsreich sind hier vor allem Kaskaden von PCM-Speichern mit unterschiedlichen Schmelztemperaturen, die seriell durchströmt werden und so insgesamt eine deutlich erhöhte Speicherdichte gegenüber rein sensiblen Speichern ermöglichen.

2.8 Zusammenfassung und Ausblick

Thermische Speicher in solarthermischen Kraftwerken werden zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Glättung des fluktuierenden Angebots an regenerativ erzeugter elektrischer Energie darstellen. Die Technik ist schon verfügbar, darüber hinaus sind verschiedene Ansätze für Weiterentwicklungen (bzgl. Speicherdichte, Effizienz und Kosten) vorhanden.

Für die direkte Stromspeicherung in einem Größenbereich, der für das Lastmanagement im gesamten Stromverbund relevant ist, stehen derzeit nur Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung, wobei man jedoch davon ausgehen muss, dass kein relevanter Zubau mehr möglich ist. Weiterentwicklungen von Druckluftspeichern mit integrierter Wärmespeicherung (AA-CAES) haben das Potenzial, großtechnisch relevant zu werden. Hier liegen die Systemkosten jedoch deutlich höher, und auch die Frage nach geeigneten Standorten muss noch detaillierter untersucht werden. Elektrochemische Speicher sind im Allgemeinen zu teuer (bei begrenzter Zyklenzahl), so dass ihr Einsatz zum Netzmanagement zumindest von wirtschaftlichen Gesichtspunkten her sehr fragwürdig erscheint.

Vorrang vor jeder Art der Stromspeicherung – die in allen Fällen mit Verlusten behaftet ist – sollte daher immer ein intelligentes Netzmanagement haben. Dies beinhaltet schnell regelbare Kraftwerke (z.B. Gasturbinen) auf der Erzeugerseite, sowie Lastmanagement auf der Seite der Verbraucher. Vor allem in Systemen, in denen durch Strom thermische Energie bereitgestellt wird, kann durch zeitlich angepasste Fahrweise dieser Systeme letztendlich eine sehr effiziente Stromspeicherung in Form von Wärme und Kälte erfolgen.

Ausblick auf eine Zukunft mit niedrigen CO₂-Emissionen

Trotz zunehmender Stromproduktivität ist die Nachfrage nach Strom in Deutschland, das hier als typischer Vertreter der westlichen Industrienationen (OECD-Länder) gesehen werden kann, in der jüngsten Vergangenheit weiter angestiegen¹. Wegen der vorteilhaften Eigenschaften der elektrischen Energieform gibt es viele Gründe, warum sich dieser Trend in der mittel- und langfristigen Zukunft fortsetzen und wahrscheinlich sogar noch verstärken wird. Beispiele für erweiterte und zusätzliche zukünftige Stromanwendungen wurden im ersten Teil dieser Studie ausführlich diskutiert, darunter könnten die Elektrifizierung des Verkehrs (Schlagwort „Elektromobilität“) und das Heizen wärmetechnisch sanierter Gebäude mit elektrischen Wärmepumpen große Bedeutung erlangen.

Eine klimafreundliche Bereitstellung des steigenden weltweiten Strombedarfs – und ganz allgemein des steigenden Energiebedarfs – muss im Rahmen eines energie- und klimapolitischen Gesamtkonzepts betrachtet und diskutiert werden. Die Bereitstellung von Strom wird weltweit noch lange auf drei Pfeilern stehen: Erstens fossile Primärenergieträger (hauptsächlich Kohle und Gas), zweitens erneuerbare Energiesysteme (zunächst in erster Linie Wind, Wasser und Biomasse sowie zukünftig Geothermie, konzentrierende Solarthermie und – in Deutschland in geringerem Maße – Photovoltaik) und drittens Kernspaltungsenergie. Ab der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts könnte ggf. Kernfusionsenergie beginnen, eine bedeutende Rolle einzunehmen. Diese Energiesysteme müssen hinsichtlich der wichtigsten Grundforderungen, zu denen insbesondere Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit gehören, analysiert werden.

Dies ist im zweiten Teil der Studie ausführlich geschehen. Dabei bestätigt sich, was bereits in der DPG Studie des Jahres 2005 gesagt wurde: Zumindest für die erste Hälfte dieses Jahrhunderts wird es keinen Königsweg geben, bei dem einer dieser drei Energiepfeiler alleine die CO₂-freie Strom- und Energieversorgung tragen könnte. Dies gilt auch für die erneuerbaren Energiesysteme², die zwar eine zunehmend wichtigere Rolle spielen werden, aber noch einen langen Entwicklungsweg zu durchlaufen haben.

In zeitlicher Hinsicht ist es zweckmäßig, die Entwicklung in drei Schritten zu betrachten, zunächst auf dem in dieser Studie vorrangig diskutierten Zeithorizont bis etwa zum Jahr 2030, dann bis zur Jahrhundertmitte und schließlich weiter in die zweite Hälfte dieses Jahrhunderts hinein. Die nächsten 10 bis 20 Jahre werden noch benötigt, einige Schlüsseltechnologien soweit zu entwickeln, dass man anschließend entscheiden kann, ob sie in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht so robust sind, dass sie für die Zukunft eine wesentliche Rolle spielen können. Zu diesen Schlüsseltechnologien mit einem Entscheidungshorizont „2020/30“ gehört vor allem die CO₂-Abscheidung und -Lagerung (CCS), deren Erfolg oder Misserfolg über die Möglichkeit einer klimaverträglichen langfristigen Nutzung der Kohle entscheiden wird. Auch der Ausbau der Nutzung von Biomasse und die Weiterentwicklung und Netzintegration von Wind- und Sonnenenergie, einschließlich der Fragen nach dem Potenzial südlicher konzentrierender Solarthermie für Europa und wirklicher Wettbewerbsfähigkeit bei der Photovoltaik sind auf diesem Zeithorizont zu betrachten. In der gleichen zeitlichen Perspektive, vielleicht auch etwas darüber hinaus, könnte die Entwicklung der Nutzung von Geothermie und Meeresenergie zu wichtigen Energiesystemen im europäischen und weltweiten Kontext erfolgen sowie die internationale Weiterentwicklung der Kernspaltungs-Reaktortechnologie (Generation IV) im Hinblick auf bessere Energieausbeute, Sicherheit und zusätzliche Anwendungsgebiete.

¹ Zwischen 2000 und 2008 stieg der deutsche Stromverbrauch mit 1.2 Prozent pro Jahr. Für 2009 wird sich der Sondereffekt der Finanzkrise voraussichtlich mit -7.5 Prozent auswirken.

² So stellt z.B. der Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI) in seiner Pressemitteilung vom 27.05.2010 fest: „Die meisten realistischen Szenariorechnungen, auch die des VDI, prognostizieren einen (Strom)Anteil an erneuerbaren Energien zwischen 40 und 50% in 2050“.

Generell sind auf dem Zeithorizont „2030“ intensive FuE-Anstrengungen auf den verschiedenen Gebieten von besonderer Wichtigkeit und es ist offensichtlich, dass hier von Industrie und öffentlicher Hand mehr getan werden muss, damit die notwendigen strategische Entscheidungen für oder gegen CCS, für die Auswahl der wirtschaftlichsten und für die Vermeidung des Klimawandels effektivsten erneuerbaren Energiesysteme sowie ggf. für eine Neubestimmung der Rolle der Kernenergie in einem nachhaltigen energiepolitischen Gesamtkonzept getroffen werden können. Zumindest bis zu diesem Zeithorizont könnten die existierenden deutschen Kernkraftwerke, sollte ein politischer Beschluss zur Laufzeitverlängerung dies ermöglichen, mit ihrer klimafreundlichen Stromerzeugung (in Deutschland im Jahr 2009 ca. 23 Prozent des Bruttostromverbrauchs) die gewünschte rasche Entwicklung hin zu einem CO₂-freien Elektrizitätssystem unterstützen. In dieser Studie sind die angesprochenen Aspekte im Detail diskutiert worden.

Mit Blick hin zu einem Zeithorizont „2050“ sollten dann die weiterentwickelten und sich im Wettbewerb bewährenden Technologien den internationalen Markt weitgehend durchdringen (unterstützt vorzugsweise durch einen – möglichst globalen – CO₂-Emissionshandel). Für Deutschland könnte es auf diesem Zeithorizont möglich sein, das Ziel einer Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen auf höchstens 20% der Werte von 1990 zu erreichen, wobei es gelingen muss, den fluktuierenden Wind- (und Photovoltaik-) Strom durch flexible, steuerbare Leistung aus Biomasse, Geothermie etc. so zu ergänzen, dass die Versorgungssicherheit zu allen Zeiten gewährleistet ist. Der umfassende Ausbau des europäischen (Hochspannungs-Gleichstrom-) Übertragungsnetzes ist deshalb eine vorrangige Aufgabe.

In der dritten Phase, also in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts, muss die Entwicklung weiter gehen hin zu einer überwiegend CO₂-freien Energieversorgung. Bis dahin sollte sich entschieden haben, in welchem Maß erneuerbare Energiequellen die weltweite Energieversorgung übernehmen können und ob die Kernfusion zu einer sauberen, technisch und wirtschaftlich konkurrenzfähigen Energiequelle entwickelt werden konnte (sie könnte dann als CO₂-freie Grundlastversorgung insbesondere dazu beitragen, trotz des großen Beitrags fluktuierender erneuerbarer Energien eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten). Offensichtlich ist, das zeigt die Analyse dieser Studie, dass die elektrische Energieform in diesem langfristigen Energiemix eine große Bedeutung erlangen wird.

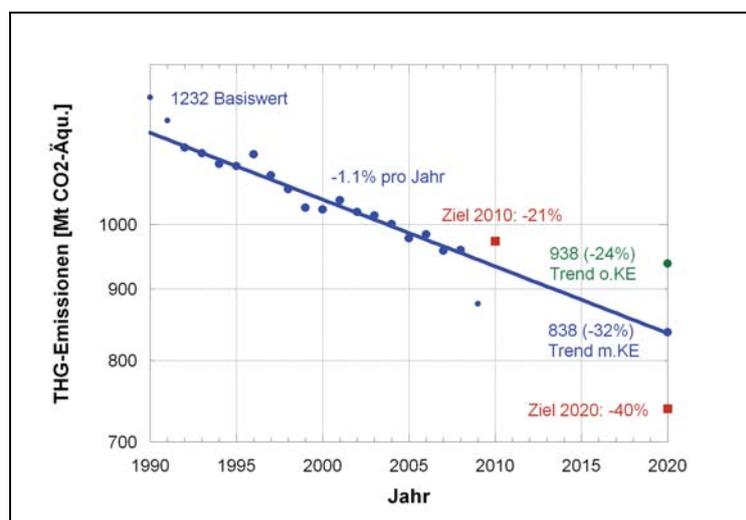


Abb. 1 Extrapolation des „Trends“ der Treibhausgasemissionen (ohne Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) der Jahre 1990 bis 2009 in Mt CO₂-Äquivalent³ bis zum Jahr 2020 („Trend“ mit bzw. ohne⁴ Kernenergie), sowie Reduktionsziele für die Jahre 2010 und 2020. Der Wert „Trend m. KE“ im Jahr 2020 entspricht etwa dem hier skizzierten Fall von 50% CO₂-freier Stromproduktion.

³ Quelle: Energiedaten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Tabelle 10 (Stand 08.03.2010; Wert für 2009 erste Schätzung)

⁴ Ca. 135 TWh aus Kernenergie multipliziert mit dem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor des fossilen Kraftwerksparks im Jahr 2020 (ca. 720 gCO₂/kWh, s. Kap. II.1, Abb. 5) ergibt eine Einsparung von knapp 100 Mt CO₂.

Dabei ist Grund zum Optimismus gegeben: bei der Windkraft beginnt die Nutzung der stromertragreichen Off-shore Gebiete, Solarthermie rückt in die industrielle Perspektive, Biomasse sollte in der zweiten Generation zusätzliche Potenziale erschließen etc. Schon um das Jahr 2020 könnten in Deutschland 50% des Stroms weitgehend CO₂-frei erzeugt werden, sofern die Kernkraftwerke weiter laufen und die erneuerbaren Energien das anvisierte Ziel erfüllen, ein Viertel zur Stromerzeugung beizutragen (vgl. dazu Abb. 1). Zu einem späteren Zeitpunkt könnte die 75%-Marke überschritten werden, wobei hier nicht diskutiert werden soll, in welchem Maß dies durch fossile Kraftwerke mit CCS-Technologie, durch einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien oder durch Kernkraftwerke oder Kernfusion ermöglicht wird.

Wenn aber 75% des Stroms CO₂-frei (bzw. bei CCS CO₂-arm) erzeugt werden (also jede Kilowattstunde im Mittel mit weniger als 200 Gramm CO₂ belastet ist – statt wie bislang in Deutschland mit 572 Gramm CO₂⁵), dann ist es vom Standpunkt des Klimaschutzes bereits vorteilhafter, Raumwärme elektrisch statt mit Erdgas bereitzustellen: sogar eine einfache elektrische Widerstandsheizung setzt dann weniger CO₂ frei als eine Erdgas-Anlage für dieselbe Wärmemenge. Wird der Wirkungsgrad der elektrischen Heizung noch in thermodynamisch korrekter Weise mit einer Wärmepumpe gesteigert, etwa um den Faktor 3 oder 4, dann wird unmittelbar einsichtig, dass man mit der Elektrizität einen Energieträger bekommt, der in der Lage ist, das Erdgas und erst recht das Heizöl bei der dezentralen Raumwärmeerzeugung zu verdrängen.

Dabei muss die Zusammensetzung des zukünftigen Strommixes unter Einbeziehung der überregionalen und europäischen Verteilung betrachtet werden. Gerade bei einem hohen Grad fluktuierender Wind-, Sonnen- oder Meeresenergie spielt die Verbindung von Regionen mit unterschiedlichen Wetterbedingungen für die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit eine entscheidende Rolle, denn ausreichende Versorgungssicherheit weitgehend im nationalen bzw. regionalen Kontext erreichen zu wollen, würde beachtliche Überkapazitäten erfordern, die mit hohen Investitionen und laufenden Kosten verbunden wären und die Frage nach der Verwertung des überschüssigen Stroms aufwerfen würden. Stromerzeugung, Verteilung und Nutzung müssen deshalb als *ein* überregionales (internationales) System betrachtet werden, in dem Erzeugung und Verbrauch jederzeit miteinander korrespondieren; dies gilt, solange Stromspeichermöglichkeiten nicht in dem gewünschten Maße zur Verfügung stehen, wie es leider auf absehbare Zeit der Fall sein wird. Die mit dem Smart Grid beabsichtigte Steuerung des Verbrauchs in Abhängigkeit vom Stromangebot wird in diesem Zusammenhang möglicherweise hilfreich sein, aber sie wird allein das Problem quantitativ nicht lösen können. Insgesamt ist der Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes als „neue Variable“ von eminenter Wichtigkeit, um die überregionale Anpassung von Stromangebot und -verbrauch sowie den Stromhandel zu optimieren. Sobald ein ausreichend starkes europäisches Netz existieren wird, können auch heutige nationale Anstrengungen, wie z.B. in Deutschland die Investitionen in Photovoltaik, im europäischen Kontext wesentlich effektiver durch den Aufbau von Kapazitäten dort, wo die natürlichen Stromerzeugungsbedingungen optimaler sind, ersetzt werden.

Ob CO₂-freier Strom auch die fossilen Treibstoffe im Verkehr ersetzen kann, hängt im wesentlichen davon ab, ob die Batterieforschung so erfolgreich sein wird, dass die entscheidenden Durchbrüche hin zu den notwendigen Leistungsdichten, Lade-/Entladezyklen und Lebensdauern, und dies alles zu erschwinglichen Preisen, erzielt werden. Überdies wird abzuwarten sein, wie sich der Wettbewerb zwischen rein batteriebetriebenen und Brennstoffzellenfahrzeugen, aber auch Fahrzeugen mit weiterentwickelten Verbrennungsmotoren entwickeln wird.

Für den Klimawandel zählt nur der globale Umbau des Energiesystems: CO₂-freie bzw. -arme Technologien müssen sich weltweit durchsetzen und deshalb unter Einbeziehung externer Kosten wirtschaftlich wettbewerbsfähig sein. Entsprechend spielt auch für Deutschland eine auf die globalen (und nicht nur die

⁵ Quelle: Umweltbundesamt (UBA), *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2008 und erste Schätzung 2009*, Stand März 2010

deutschen) Möglichkeiten hin orientierte Energieforschung und -entwicklung die Schlüsselrolle – sowohl für die Klimawirksamkeit als auch für die Beteiligung am internationalen Markt der Energietechnologien. Der Anteil energiebezogener Aktivitäten am gesamten FuE-Aufwand hat in den letzten Jahrzehnten in Deutschland (und auch weltweit) deutlich abgenommen. In Deutschland ist bereits im Frühstadium einiger Energietechnologien auf unmittelbare, massive und jahrzehntelange Marktunterstützung gesetzt worden; dies ist besonders deutlich bei der Photovoltaik⁶. Effektiver, da wesentlich wirtschaftlicher und auf die Förderung von Entwicklungsleistungen, die der deutschen Industrie zugute kommen, zielgerichtet, wäre eine verbesserte öffentliche Unterstützung von Energieforschung und -entwicklung, gekoppelt an die Einforderung erheblich verstärkter industrieller FuE. Damit könnte Deutschland bei der Entwicklung von CO₂-freien bzw. -armen Energietechnologien und dem Aufbau eines globalen nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystems mit Gewinn eine führende Rolle spielen.

* * *

⁶ 2009 überstiegen die umlagefinanzierten Verpflichtungen aus Marktunterstützung für die allein in diesem Jahr in Deutschland installierten Photovoltaiksysteme die öffentliche FuE für Photovoltaik um etwa das Hundertfache und die industrielle FuE voraussichtlich um etwa das Siebzigfache.

Autoren und Berater:

(Mitglieder des Arbeitskreises Energie)

Prof. Dr. Walter Blum,
 ehem. Max Planck Institut für Physik, München,
 z.Zt. CERN, Genf
 walter.blum@cern.ch

Dipl.-Ing. Wolfgang Breyer, Erlangen
 ehem. Leiter der Unternehmenskommunikation
 der Framatome ANP GmbH
 wolfgang.breyer@kerntext.de

Prof. Dr. Hardo Bruhns, Düsseldorf
 Stv. Leiter des Arbeitskreises Energie
 ake@bruhns.info

Dr. rer. nat. Eike Gelfort, Köln
 VDI-Fachausschuss Kerntechnik
 ehem. BMBF, Ref. 413
 e.gelfort@gmx.de

Prof. Dr. Martin Keilhacker,
 Leiter des Arbeitskreises Energie,
 Koordinator der Studie,
 ehem. Max Planck Institut für Plasmaphysik,
 Garching; ehem. Dir. des JET-Laboratoriums,
 Culham, UK
 martin.keilhacker@softdesign.de

Dr. Gerhard Luther,
 Stv. Leiter des Arbeitskreises Energie,
 ehem. Dir. des Staatlichen Institutes für
 Gesundheit und Umwelt, Saarbrücken,
 Leiter der Forschungsstelle Zukunftsenergie,
 Universität des Saarlandes, Saarbrücken
 luther.gerhard@vdi.de

Prof. em. Dr. Andreas Otto,
 Institut für experimentelle Physik der
 kondensierten Materie,
 Heinrich Heine Universität, Düsseldorf
 otto@uni-duesseldorf.de

Dr. Matthias Rzepka,
 Bayerisches Zentrum für Angewandte
 Energieforschung e.V., ZAE Bayern,
 Abteilung Technik für Energiesysteme
 und Erneuerbare Energien
 Rzepka@muc.zae-bayern.de

Dr. Manfred Treber,
 Senior Adviser Climate/Transport
 Germanwatch e.V., Bonn
 treber@germanwatch.org

Dr. Wolfgang Weingarten,
 Physiker bei CERN, Genf,
 European Organisation for Nuclear Research
 wolfgang.weingarten@cern.ch

Gesamtredaktion:

Martin Keilhacker
 Hardo Bruhns

Impressum:

Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
 Hauptstraße 5
 53604 Bad Honnef
 Tel. 02224-9232-0
 Fax 02224-9232-50
 dp@dp@physik.de

Berliner Geschäftsstelle:
 Magnus-Haus
 Am Kupfergraben 7
 10117 Berlin
 Tel. 030-201748-0
 Fax 030-201748-50
 magnus@dpg-physik.de

Pressestelle:
 Bonner Talweg 8
 53113 Bonn
 Tel. 0228-5552518
 Fax 0228-5552519
 presse@dpg-physik.de

Die Studie ist im Internet erhältlich unter
<http://www.studien.dpg-physik.de>

Für den Inhalt verantwortlich:
 Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.

Die im Text abgedruckten Zahlen und
 statistischen Angaben wurden mit Sorg-
 falt ermittelt. Es wird um Verständnis dafür
 gebeten, dass eine Gewähr für diese
 Angaben nicht übernommen werden kann.

Studie

Die Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V. (DPG), deren Tradition bis in das Jahr 1845 zurückreicht, ist die älteste und mit rund 58.000 Mitgliedern auch die größte physikalische Fachgesellschaft weltweit. Sie versteht sich als offenes Forum der Physikerinnen und Physiker und verfolgt als gemeinnütziger Verein keine wirtschaftlichen Interessen. Abiturienten und Lehrer sind in der DPG ebenso vertreten wie Studierende, Patentanwälte, Industrieforscher, Professoren und Nobelpreisträger. Weltberühmte Wissenschaftler waren zudem Präsidenten der DPG – so Max Planck und Albert Einstein.

Mit Tagungen und Workshops fördert die DPG den Gedankenaustausch innerhalb der wissenschaftlichen Gemeinschaft, physikalische Spitzenleistungen würdigt sie mit Preisen von internationaler Reputation wie der Max-Planck-Medaille für Theoretische Physik. Darüber hinaus engagiert sich die DPG auch in der politischen Diskussion. Themen wie Bildung, Forschung, Klimaschutz und Energiepolitik sind ihr dabei besonders wichtig. Sie unterstützt Schülerwettbewerbe wie „Jugend forscht“ und zeichnet – für herausragende Physikleistungen im Abitur – bundesweit Schülerinnen und Schüler aus.

Sitz der DPG-Geschäftsstelle ist das rheinische Bad Honnef. Hier liegt auch das „Physikzentrum“: Tagungsstätte der DPG und Treffpunkt für Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus aller Welt. Seit ihrer Vereinigung mit der Physikalischen Gesellschaft der DDR im Jahre 1990 unterhält die DPG noch ein weiteres Forum: das Berliner Magnus-Haus. Regelmäßig finden dort wissenschaftliche Gesprächsrunden und öffentliche Vorträge statt.

Die DPG macht Physik öffentlich: Mit populärwissenschaftlichen Publikationen und öffentlichen Veranstaltungen beteiligt sie sich – zusammen mit anderen Wissenschaftsorganisationen und gemeinsam mit dem Bundesministerium für Bildung und Forschung – aktiv am Dialog zwischen Wissenschaft und Öffentlichkeit. Denn der DPG ist eines Herzenssache: allen Neugierigen ein Fenster zur Physik zu öffnen.

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