



Offshore-Windenergie in der deutschen Energieversorgung

Eine Kurzexpertise über Potenziale, Chancen und Risiken

Studie im Auftrag der Windenergie-Agentur
Bremerhaven/Bremen e.V.
Juni 2006

Offshore-Windenergie in der deutschen Energieversorgung – Eine Kurzexpertise über Potenziale, Chancen und Risiken

Studie im Auftrag der Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen e.V.

14. Juni 2006



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 85521 Ottobrunn, www.lbst.de

E. Pschorr-Schoberer, J. Schindler, C. Stiller, W. Weindorf

VORWORT

In den letzten zwei Jahren haben uns die weltweiten Ereignisse an die Endlichkeit der fossilen Energieträger – insbesondere Erdgas und Erdöl – erinnert. Entgegen früheren Prognosen sind die Preise für alle Energieträger rapide auf ein Preisniveau gestiegen, das vor wenigen Jahren gänzlich undenkbar war. Diese Entwicklung wird aufgrund hoher Steigerungsraten beim weltweiten Energieverbrauch, vor allem in Südost-Asien, wahrscheinlich von längerer Dauer sein. Nach Expertenmeinung stehen wir sogar erst am Anfang weiterer langfristiger Preissteigerungen. Insgesamt hat die Besorgnis über die Sicherheit unserer Energieversorgung deutlich zugenommen – und im Zuge dessen auch das Interesse am weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen e.V. hat die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH mit der Studie „Offshore-Windenergie in der deutschen Energieversorgung – Eine Kurzexpertise über Potenziale, Chancen und Risiken“ beauftragt, um vor aktuellem Hintergrund zu untersuchen, welche Bedeutung die Offshore-Windenergie für die deutsche Energieversorgung mittel- und langfristig haben kann. Die Fragestellung steht im Kontext zu den aktuellen Preisentwicklungen und -prognosen der konventionellen Energieerzeugung. Ebenso wurden das Erzeugungspotenzial und das erwartete Preisniveau der Offshore-Windenergie mit anderen erneuerbaren Energien verglichen. Dabei sind das erschließbare Gesamtpotenzial und das Preisniveau der Offshore-Windenergie im Vergleich zu den konventionellen und auch anderen erneuerbaren Energien sehr positiv zu bewerten.

Diese Studie zeigt, dass die Offshore-Windenergie von allen erneuerbaren Energien mittelfristig das größte erschließbare Potenzial hat. Sie kann zum Strukturwandel der deutschen Energieversorgung einen wichtigen Beitrag leisten. Alle Akteure sind jetzt gefordert, diese Potenziale so zügig wie möglich zu erschließen, die Rahmenbedingungen dafür weiter zu optimieren und als Gemeinschaftsaufgabe von Wirtschaft und Politik entschieden voran zu treiben. Die Erschließung der Offshore-Windenergie sichert Deutschland weiterhin eine führende Marktstellung im Bereich Windenergie-Technik. Weiterhin schafft sie Arbeitsplätze in strukturschwachen Gebieten, stabilisiert und unterstützt das Stromnetz, reduziert die Emission des klimaschädlichen Treibhausgases CO₂ und setzt ein Signal für den weiteren ökologischen und nachhaltigen Umbau der deutschen Energieversorgung.



Jan Rispens

WAB e.V.

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	5
Inhaltsverzeichnis	7
Zusammenfassung	9
Summary	11
1 Einleitung.....	13
2 Herausforderungen der Energiepolitik	15
2.1 Nachfrageentwicklung.....	15
2.2 Ressourcen: Verfügbarkeit und Preisentwicklung	16
2.3 Nachhaltigkeitsziele.....	19
2.4 Wettbewerb und Investitionsbedarf.....	19
2.5 Stabilität der Netze	20
3 Kostenentwicklung der konventionellen Stromerzeugung und fossiler Brennstoffe.....	21
3.1 Stromgestehungskosten	21
3.2 Entwicklung der Brennstoffkosten	22
3.3 Aktuelle und erwartete Trends	25
4 Erneuerbare Energien in der Stromversorgung.....	27
4.1 Wasserkraft	27
4.2 Biomasse	28
4.3 Photovoltaik	30
4.4 Windkraft.....	33
4.4.1 Onshore-Windenergie.....	33
4.4.2 Offshore-Windenergie	36
4.5 Geothermische Stromerzeugung.....	38

5	Technische Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland	41
5.1	Wasserkraft	41
5.2	Biomasse	41
5.3	Photovoltaik	42
5.4	Windenergie	43
5.4.1	Onshore-Windenergie.....	43
5.4.2	Offshore-Windenergie	44
5.5	Geothermische Stromerzeugung.....	44
5.6	Gegenüberstellung von Kosten und Potenzialen	45
6	Chancen und Risiken der Offshore-Windenergie.....	49
6.1	Status	49
6.2	Technische Anforderungen	50
6.3	Energieübertragung.....	51
6.4	Natur- und Landschaftsschutz	52
6.5	Netzverbund	53
6.6	Wasserstoffproduktion	54
7	Schlussfolgerungen.....	55
8	Literatur	57

Zusammenfassung

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Kurzexpertise zeigt mittel- und langfristige Potenziale, Chancen und Risiken von Offshore-Windenergie für die deutsche Energieversorgung. Um den energiewirtschaftlichen Rahmen abzustecken, werden zunächst die Herausforderungen der Energiepolitik betrachtet. Dann wird die heutige Kostenentwicklung der konventionellen Energieerzeugung und fossiler Energieträger geschildert und Korridore für die künftige Preisentwicklung werden aufgezeigt. Zur Positionierung der Offshore-Windenergie im Gesamtbild erneuerbarer Energieformen werden die wichtigsten erneuerbaren Stromerzeugungsarten charakterisiert sowie Potenziale und Kostenkorridore aufgezeigt. Schließlich werden der Wert von Offshore-Windenergie für den Energiemix, Risiken und offene Fragen sowie ihre Chancen in der künftigen Energiewirtschaft erörtert.

Die Beurteilung der Potenziale, Chancen und Risiken der Offshore-Windenergie in der deutschen Energieversorgung muss viele Aspekte beachten: die gegenwärtigen technischen und wirtschaftlichen Strukturen und politischen Rahmenbedingungen der Stromerzeugung, absehbare Änderungen, die Bedingungen für eine weitere Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien und die langfristige Position der Offshore-Windenergie innerhalb der erneuerbaren Energien.

Es ist absehbar, dass sich die fossilen Brennstoffe Erdöl und Erdgas in Zukunft weiter verteuern werden. Dies wird Rückwirkungen auf andere fossile Brennstoffe haben, insbesondere auf Steinkohle, die in der Stromerzeugung eine große Rolle spielt. Diese sich abzeichnenden Entwicklungen haben durchaus den Charakter eines Strukturbruches, wenn sich herausstellen sollte, dass die weltweite Förderung von Erdöl und Erdgas in wenigen Jahren nicht mehr ausgeweitet werden kann und schließlich beginnt, zurückzugehen.

Demgegenüber stehen große Fortschritte bei einigen erneuerbaren Energietechnologien, insbesondere bei der Windenergie und auch zunehmend bei der Photovoltaik. Diese Erfolge sind einerseits auf eine langjährige Förderung der Forschung zurückzuführen, andererseits aber zu einem vermutlich größeren Teil auf die staatlich gestützten Markteinführungsprogramme in Ländern wie Deutschland, Japan und Spanien. Es ist absehbar, dass die Windenergie in einer Perspektive von 5-10 Jahren nicht mehr auf bevorzugte Rahmenbedingungen angewiesen sein wird, da durch technische Fortschritte und breite Markterschließung die Kosten weiter sinken werden. Die Schere zwischen steigenden fossilen Energiekosten und sinkenden erneuerbaren Energiekosten wird sich schließen.

Diese Entwicklung wird sich aus Gründen des Klimaschutzes noch verstärken, wenn zukünftig die CO₂-Emissionen zunehmend eingepreist werden. Die Liberalisierung der Energiemärkte begünstigt die Tendenz zu dezentralen Kraftwerken mit geringerer und kürzerer Kapitalbindung. Auch dies ist ein struktureller Vorteil für Windkraftanlagen.

Deutschland steht vor tiefgreifenden Umstrukturierungen in der Elektrizitätswirtschaft. Einerseits ist der mittelfristige Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen (auch eine Verlängerung der Restlaufzeiten würde daran grundsätzlich nichts ändern), andererseits ist es ein politisches Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien deutlich zu steigern. Beide Faktoren führen dazu, dass in den nächsten Jahrzehnten ein erheblicher Ersatzbedarf an neuen Erzeugungskapazitäten besteht. Keine andere erneuerbare Energie außer Offshore-Windkraft ist in der Lage, in dieser Situation einen wesentlichen Beitrag zu leisten. Offshore-Windenergie in Deutschland hat ein geschätztes Potenzial von 70-110 TWh/a (11-18% des deutschen Stromverbrauches 2005), welches sich mit spezifischen Kosten von ca. 7-9 ct/kWh erschließen lässt.

Der Einstieg und der Ausbau der Offshore-Windenergie hat jedoch noch einige Hürden zu überwinden, die technischer und wirtschaftlicher Art sind. Diese Hürden sind aber überwindbar. Wesentliche Voraussetzungen sind der Ausbau und die Verstärkung der Hochspannungsnetze und die Netzanbindung der Offshore-Windparks sowie eine strukturierte finanzielle Unterstützung zur Abdeckung der wirtschaftlichen Risiken der ersten Projekte.

Die Offshore-Windenergie hat dort, wo die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen erfüllt werden können, keine Akzeptanzprobleme. Die ökologische Begleitforschung ist Voraussetzung für einen naturverträglichen Ausbau.

Langfristig bietet die Offshore-Windenergie auch die Chance, erneuerbaren Kraftstoff in Form von Wasserstoff zu erzeugen. Knappheiten bei Öl und Gas sowie die Marktreife von Brennstoffzellen-Fahrzeugen in den nächsten 10 bis 15 Jahren können zu einem schnell wachsenden Markt für erneuerbar erzeugten Wasserstoff führen.

Das Interesse an Offshore-Windenergienutzung nimmt international zu. Einige Länder betreiben bereits küstennahe Offshore-Windparks und sind Deutschland darin voraus. Die deutsche Windindustrie wird Ihre derzeitige technologische Führungsposition mittelfristig nicht behaupten können, wenn Erfahrungen im Bau von Offshore-Windparks fehlen. Wichtige Exportmärkte könnten dadurch nicht erschlossen werden. Daher sollten schnellstmöglich günstige Rahmenbedingungen für eine baldige Realisierung von deutschen Offshore-Projekten geschaffen werden.

Summary

SUMMARY

This short expertise illustrates the middle and long term potential, chances and risks of offshore wind power for the German energy supply. In order to outline an energy economical framework we view the challenges of energy policy first. Then the present development of costs for the conventional production of energy and of fossil fuels will be described, and corridors for future cost trends will be shown. The most important kinds of power generation as well as the potentials and cost corridors will be characterised in order to position offshore wind power within the range of renewable energy sources. Eventually the status of offshore wind power for the energy mix, risks and open issues as well as chances in a future energy industry will be discussed.

Many aspects have to be considered when judging the potential, chances and risks of offshore wind power within the German energy supply: The current technical and economic structures and general political conditions for the generation of electricity, foreseeable changes, the conditions for a further market penetration of renewable energy and the long term position of offshore wind power within renewable energies.

In all probability the prices for fossil fuels like oil and natural gas will continuously increase in the future. This price rise will affect other fossil fuels particularly hard coal which plays a major role in power generation. The development as it becomes apparent now could well be characterised as a structural break, should the world-wide production of oil and natural gas not increase any longer or even begin to decline.

In contrast there is significant progress as far as some of the renewable energy technologies are concerned, especially wind energy and increasingly photovoltaics. On the one hand success in these new technologies results from many years of encouragement of research, on the other hand and presumably to a higher degree from market introduction programmes supported by the government in countries like Germany, Japan and Spain. It can be taken for granted that within the next 5 to 10 years wind power will not be dependent on advantageous conditions any longer, as costs will continue to go down because of market openings on a broad scope and technical progress. The gap between rising costs for fossil energy and declining costs for renewable energy will diminish.

This development will intensify for climate protection reasons when CO₂ emissions will be reflected more and more in the prices. Liberalisation of the energy markets favours the trend to have decentralised power stations with less and shorter capital commitment. This is another structural advantage of wind power.

Germany is on the brink of serious restructuring regarding its electricity industry. On the one hand the middle-term phasing out of nuclear energy has been decided (prolonging the remaining operation terms would not make any significant difference), on the other hand increasing the portion of renewable energies is a political goal. Both factors cause considerable replacement demands for new production capacities within the coming decades. Offshore wind power is the only renewable energy which is capable of making a substantial contribution here. The estimated potential of offshore wind power in Germany is 70-110 TWh/a (11-18% of the German electricity consumption in 2005), and can be made accessible at specific costs of app. 7-9 ct/kWh.

Before access and expansion of offshore wind power can be realised some hurdles of technical and economical nature remain to be cleared. But these hurdles can be cleared, provided that the high voltage network and the grid connection of the offshore wind parks as well as structured financial support to cover economic risks of first projects will be extended and intensified.

As long as legal authorisation requirements are provided offshore wind power will have no problem of acceptance. Accompanying ecological research is required for an environmentally friendly expansion.

In the long run offshore wind power offers the opportunity to produce renewable fuel in form of hydrogen. Shortage of oil and natural gas and market readiness of fuel cell vehicles within 10 to 15 years could lead to a fast growing market for renewable produced hydrogen.

Interest in offshore wind power is increasing world-wide. Some countries are already operating on offshore wind parks near their coasts and have an advantage compared to Germany here. The German wind industry will not be able to maintain its leading technological position in the medium term, if experience in building offshore wind parks is lacking, as important export markets could not be developed then. Therefore we should try to provide favourable basic conditions in order to realise German offshore projects as soon as possible.

Einleitung

1 EINLEITUNG

Die Rahmenbedingungen der Energieversorgung in Deutschland haben sich in den letzten Jahren grundlegend verändert. Die Öffnung des Binnenmarktes sowie die Liberalisierung des deutschen Strommarktes haben eine Wettbewerbssituation geschaffen, die die Planungssicherheit vermindert und damit tendenziell die Investitionen in Kraftwerke mit geringerer Kapitalbindung begünstigt. Eine weitere Lenkung erfolgt durch die Klimapolitik: Deutschland hat sich im Rahmen des Kyotoabkommens verpflichtet, die Treibhausgasemissionen des Stromsektors bis 2012 um 21% unter das Niveau von 1990 zu reduzieren. Durch das Werkzeug des Emissionshandels hat dies direkte Auswirkungen auf Strompreise und Investitionsentscheidungen. Zusätzlich steigen die Brennstoffpreise (Steinkohle, Erdgas, Uran). Die politische Diskussion wird zunehmend von Ressourcenverknappung und Versorgungssicherheit bei Öl und Gas geprägt. Schließlich wird, nicht zuletzt durch den beschlossenen Atomausstieg, in den kommenden Jahrzehnten ein großer Anteil der Kraftwerkskapazität ersetzt werden müssen.

Diese Voraussetzungen eröffnen Chancen für neue Formen der Energienutzung, wie die erneuerbaren Energien. Speziell die Windenergie konnte seit Mitte der Neunzigerjahre durch technologische Entwicklung und wirtschaftliche Förderung in Deutschland einen starken Zuwachs verzeichnen. Während sich der Zubau der konventionellen Windenergienutzung in den kommenden Jahren verlangsamen wird, richten sich die Erwartungen auf eine Fortsetzung des Booms an die Offshore-Windenergie. Vorteile der Offshore-Windenergie ergeben sich durch die höheren Windgeschwindigkeiten, die großen Potenziale und die Unsichtbarkeit der Anlagen für die Bürger. Die Technologie birgt jedoch auch Probleme und Risiken, wie die spezifischen Anforderungen auf See, die Netzanbindung und die ökologischen Auswirkungen.

Die vorliegende Kurzexpertise zeigt mittel- und langfristige Potenziale, Chancen und Risiken von Offshore-Windenergie für die deutsche Energieversorgung. Um den energiewirtschaftlichen Rahmen abzustecken, werden zunächst die Herausforderungen der Energiepolitik betrachtet. Dann wird die heutige Kostenentwicklung der konventionellen Energieerzeugung und fossiler Energieträger geschildert und Korridore für die künftige Preisentwicklung aufgezeigt. Zur Positionierung der Offshore-Windenergie im Gesamtbild erneuerbarer Energieformen werden die wichtigsten erneuerbaren Stromerzeugungsarten charakterisiert sowie Potenziale und Kostenkorridore aufgezeigt. Schließlich werden der Wert von Offshore-Windenergie für den Energiemix, Risiken und offene Fragen sowie ihre Chancen in der künftigen Energiewirtschaft erörtert.

Aus der Betrachtung der Kosten- und Potenzialprognosen fossiler und erneuerbarer Energien geht klar hervor, dass Offshore-Windenergie eine wichtige Rolle auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung spielen kann. Die technische Machbarkeit ist nachgewiesen. Unsicherheiten verbleiben hauptsächlich bezüglich der ökologischen Auswirkungen und der Netzanbindung. Die Offshore-Windenergie bietet wegen ihres hohen Erzeugungspotenzials, das zu vergleichsweise günstigen und langfristig stabilen Kosten nutzbar ist, die Chance, einen wesentlichen Beitrag zum deutschen Energiemix zu erbringen. Vorteile im Vergleich zu anderen fluktuierenden Erneuerbaren bestehen in der höheren gesicherten Leistung und in der praktischen Unsichtbarkeit der Anlagen. Zusätzlich eröffnet die Offshore-Windenergie die Möglichkeit, über die stationäre elektrische Energieversorgung hinaus auch einen Beitrag zur künftigen Energieversorgung des Verkehrssektors zu leisten für den Fall, dass sich Wasserstoff als Kraftstoff etablieren kann.

2 HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIEPOLITIK

2.1 Nachfrageentwicklung

Deutschland ist mit einem Stromverbrauch von ca. 610 TWh/a im Jahr 2005 der größte Strommarkt in Europa. Während sich der Primärenergieverbrauch leicht unter dem Niveau von 1990 stabilisiert hat, ist die Bruttostromerzeugung seit 1993 um ca. 17% angestiegen (siehe Abbildung 2-1). Gründe für diese unterschiedlichen Trends sind zum einen die Effizienzsteigerung des Primärenergieeinsatzes durch effizientere Kraftwerke und erneuerbare Energien¹. So hat der Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung seit 1993 nur um ca. 8% zugenommen. Zum anderen steigt der Anteil des hochwertigen Energieträgers Strom am Endenergieverbrauch, sowohl durch die Abnahme der energieintensiven Industrie in Deutschland, als auch durch die Zunahme der Nutzung elektrischer und elektronischer Geräte in Haushalt und Gewerbe.

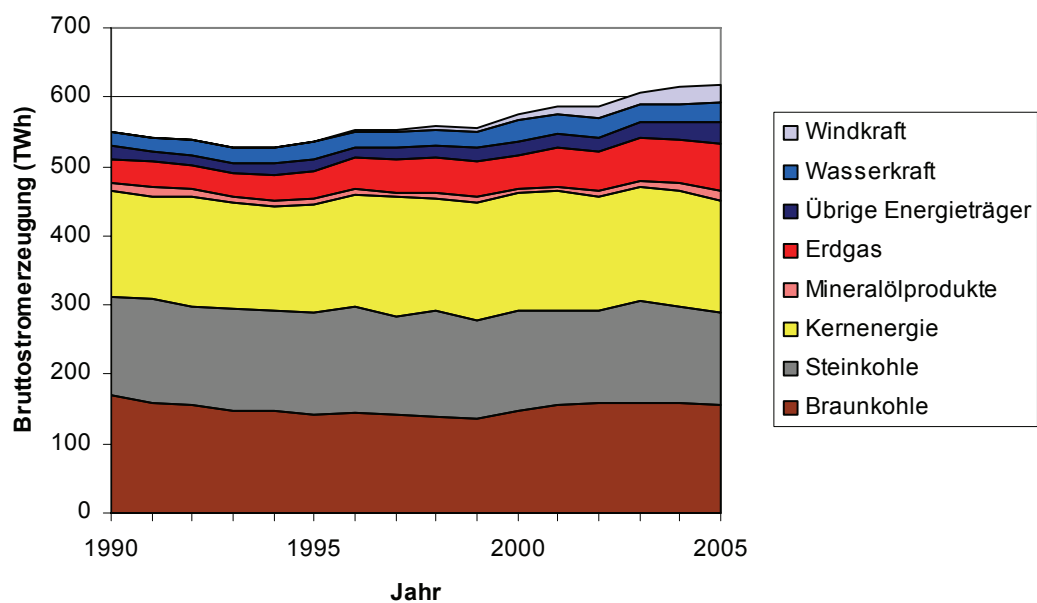


Abbildung 2-1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland

¹ Der Primäreinsatz bei der Nutzung erneuerbarer Energien wird mit der so genannten „Wirkungsgradmethode“ beurteilt. Direkt erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien wird damit als Primärenergie bewertet.

Die Stromnachfrage in Deutschland wird sich laut einschlägiger Prognosen [EWI/Prognos 2005, BMWi 2005, BMU 2004] in den nächsten Jahren ein Maximum erreichen (siehe Abbildung 2-2). Die Hauptursachen dafür sind der erwartete Bevölkerungsrückgang und die Steigerung der Nutzungseffizienz, die in den Szenarien unterschiedlich eingeschätzt wird. Laut der Szenarien ist also mit einem Rückgang des Stromverbrauches in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten zu rechnen. Im Gegensatz dazu wird in Westeuropa mit durchschnittlichen jährlichen Zuwächsen von 1,3-1,5% und weltweit von 2,5-2,9% für den Zeitraum bis 2030 gerechnet [IEA 2004, WETO 2003].

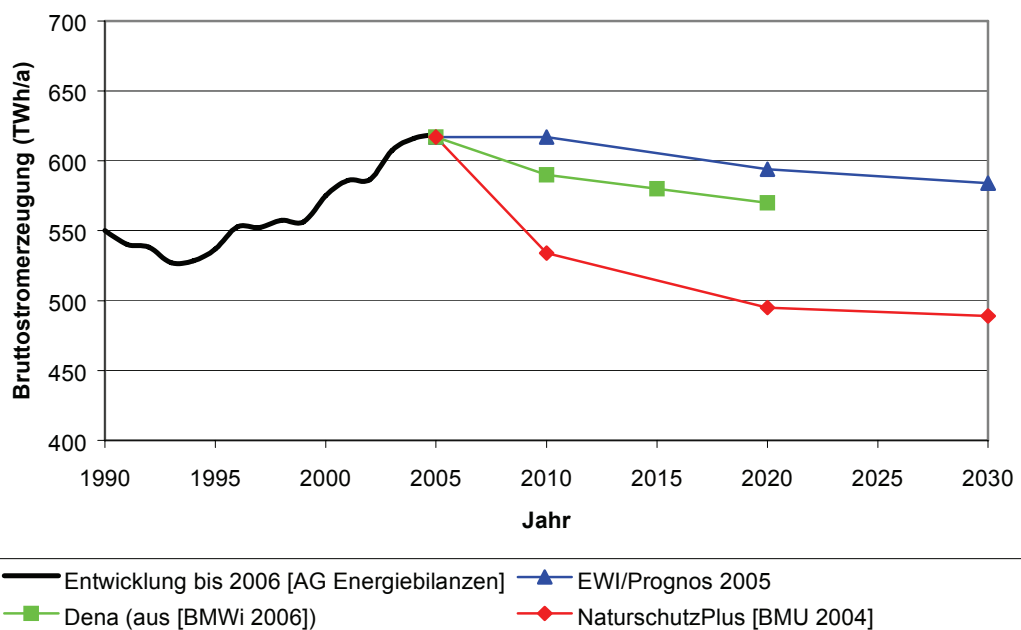


Abbildung 2-2: Prognosen der Bruttostromerzeugung in Deutschland bis 2030

2.2 Ressourcen: Verfügbarkeit und Preisentwicklung

Der heutige Strombedarf wird (immer noch) zu fast 90% aus fossilen und nuklearen Energieträgern gedeckt (siehe dazu Abbildung 2-1). Damit ist die Stromerzeugung direkt von endlichen Ressourcen abhängig.

Abbildung 2-3 zeigt verschiedene Schätzungen für die statische Reichweite² von Reserven und Ressourcen³. Die Reserven bei Öl (konventionell und nicht-konventionell) werden

² Die statische Reichweite errechnet sich aus dem Quotienten der gesamten Vorräte und der jährlichen Produktionsrate.

³ Als Reserven werden gesicherte, wirtschaftlich gewinnbare Vorräte bezeichnet. Ressourcen sind dagegen nicht sicher

Herausforderungen der Energiepolitik

demnach zuerst zur Neige gehen, während die Kohlevorräte noch am größten sind. Die IEA erwartet bis 2030 keine Engpässe bei den Energieressourcen, jedoch werde die Abhängigkeit von politisch instabilen Förder- und Transitländern wachsen und damit werden die Versorgungsrisiken zunehmen [IEA 2004].

Üblicherweise wird die Reichweite der Reserven als Indikator dafür angesehen, dass kurz- und mittelfristig keine Versorgungsengpässe zu erwarten sind. Gestützt auf diese Sichtweise kamen daher für fast alle ökonomisch orientierten Beobachter die aktuellen Preissteigerungen und Verfügbarkeitsprobleme bei Erdöl und Erdgas völlig überraschend.

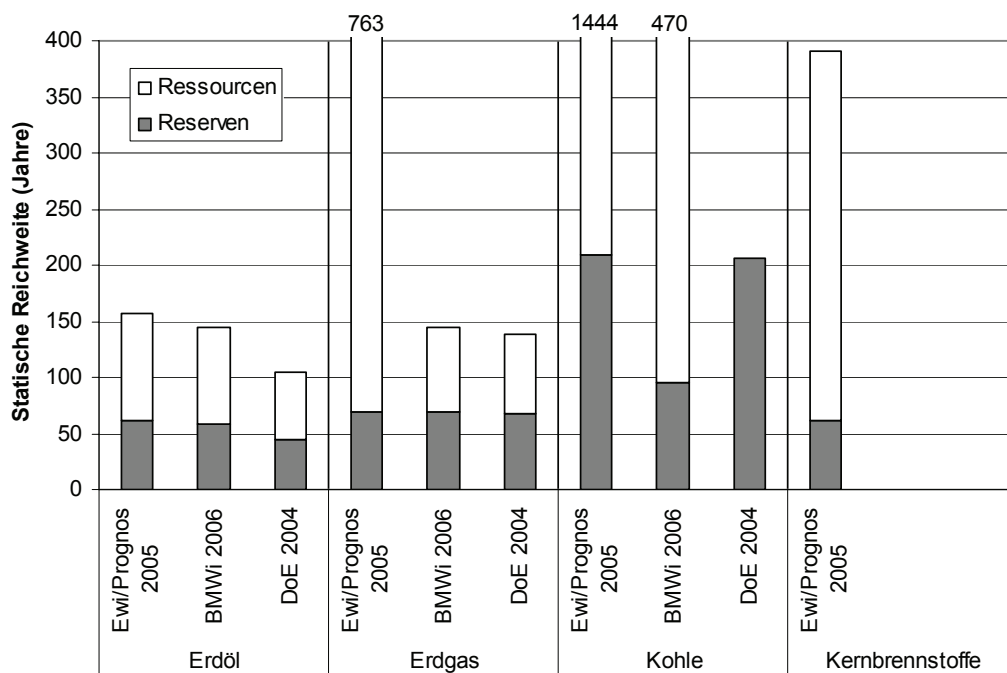


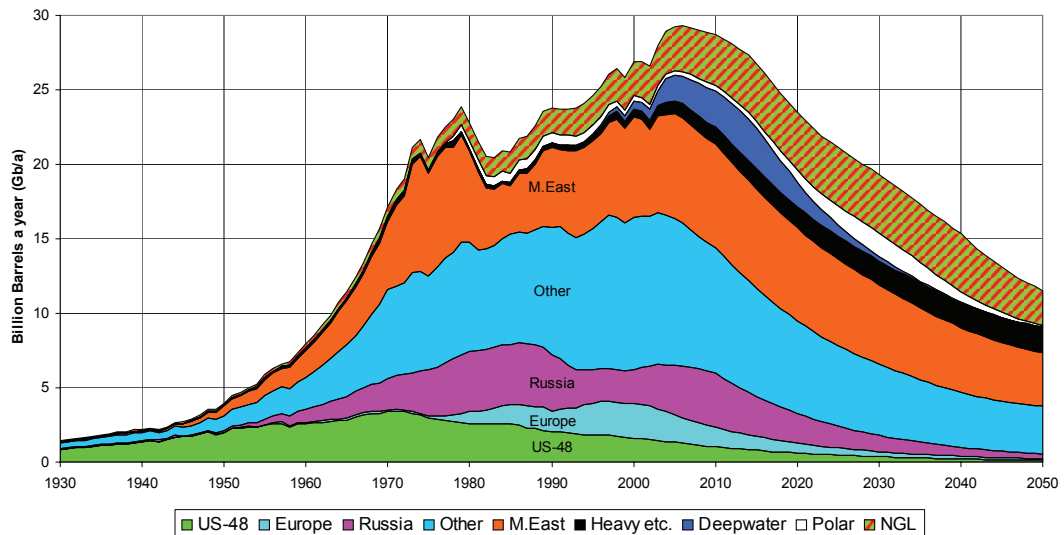
Abbildung 2-3: Statische Reichweiten endlicher Energieträger

Ein tieferes Verständnis für die aktuelle Situation erhält man jedoch erst, wenn man neben den (oft wenig vertrauenswürdigen) Angaben der Reserven auch die Produktionsmöglichkeiten berücksichtigt. Insbesondere die Analyse der historischen Produktionsprofile zeigt, dass fast alle Öl fördernden Regionen ihr Fördermaximum bereits überschritten haben mit der Folge, dass von Jahr zu Jahr die Förderung schwieriger wird und rückläufig ist. Nur ganz wenige Regionen konnten in den letzten Jahren dieses Defizit ausgleichen, insbesondere Russland. Doch auch für diese Regionen zeichnet sich ab, dass die Grenzen der Produktionskapazität erreicht werden. Damit ist das Erreichen von „Peak Oil“ in den

oder derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar [BMMi 2006].

nächsten Jahren zu erwarten, mit weitreichenden Folgen für die Energieversorgung der Welt (siehe Abbildung 2-4).

OIL AND GAS LIQUIDS 2004 Scenario



Quelle: Association for the Study of Peak Oil, 2004

Abbildung 2-4: Prognose der künftigen Ölförderung gemäß einer Analyse der Association for the Study of Peak Oil (ASPO). Das errechnete Jahr der maximalen Ölförderung variiert leicht von Jahr zu Jahr unter Berücksichtigung aktualisierter Statistiken.

Die Versorgungslage beim Erdgas ist ebenfalls kritisch. In den USA ist das Fördermaximum bereits überschritten. Auch in Europa ist die heimische Produktion – mit der Ausnahme von Norwegen – im Rückgang. Die russischen Liefermöglichkeiten stoßen ebenfalls an Grenzen. Zu erwarten ist ein weltweiter Wettbewerb um die zusätzlich auf den Markt kommenden Mengen an verflüssigtem Erdgas (LNG) insbesondere aus dem nahen Osten.

Gleichzeitig steigt die weltweite Nachfrage nach Öl und Gas (vor allem in den Schwellenländern wie China und Indien) weiter an. Dies macht es wahrscheinlich, dass die Preise volatil bleiben und in der Tendenz weiter erheblich steigen werden. Das gilt ebenfalls für die Preise von Kohle und Uran. Auch die Gefahr von Verteilungskämpfen kann nicht ausgeschlossen werden. Wegen der Interdependenz der Energiemärkte werden diese Entwicklungen mittelfristig auch die Stromerzeugung beeinflussen.

Herausforderungen der Energiepolitik

Die derzeitige Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung beträgt bei Kernbrennstoffen 100%, bei Mineralöl 97%, bei Erdgas 83% und bei Steinkohle 61%, mit steigender Tendenz. Lediglich Braunkohle wird vollständig aus einheimischen Reserven gewonnen [BMWi 2006], da der Transport über weite Strecken ineffizient ist. Die deutschen Kohlereserven haben, für sich betrachtet, eine ähnliche Reichweite wie die weltweiten. Braunkohle ist damit neben erneuerbaren Energien die einzige Energiequelle Deutschlands, die nicht vom Weltmarkt abhängig ist.

2.3 Nachhaltigkeitsziele

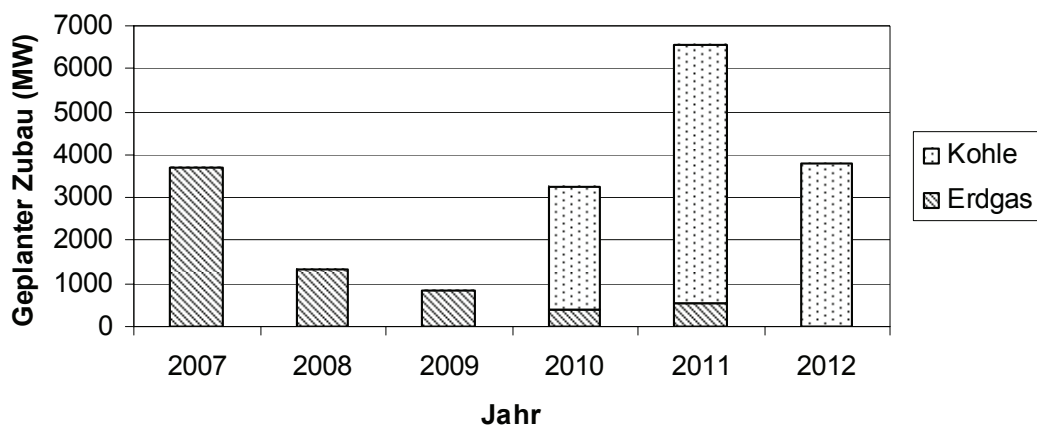
Die weltweiten Treibhausgasemissionen müssen aus Klimaschutzgründen mittel- und langfristig deutlich sinken. Im Kyoto-Protokoll hat sich Deutschland verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2012 um 21% gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Erneuerbare Energien sollen langfristig einen immer größeren Beitrag liefern. Ihre Entwicklung und Markteinführung wird daher politisch durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gestützt. Weiterhin soll der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahre 2023 vollzogen werden, die heute ca. 26% der Stromerzeugung bestreitet. Diese politische Richtungsweisung beeinflusst massiv die Investitions- und Betriebsentscheidungen der Elektrizitätswirtschaft [EWI/Prognos 2005]. Die bisherigen politischen Zielsetzungen zugunsten der erneuerbaren Energien reichen jedoch nicht aus um sicherzustellen, dass sie sich im Markt gegen fossile Alternativen schnell genug und in ausreichendem Maße durchsetzen können. Zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele besteht zusätzlicher Handlungsbedarf.

2.4 Wettbewerb und Investitionsbedarf

Durch die Öffnung des EU-Binnenmarktes (Richtlinie 96/92/EG) im Dezember 1996 und die Überarbeitung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 1998 haben sich die Rahmenbedingungen für die Stromversorgung geändert: Während der Markt früher von Anbietern mit einem Gebietsmonopol versorgt wurde, herrscht heute Wettbewerb unter den Anbietern. Damit ist für die einzelnen Anbieter keine Planungssicherheit bezüglich ihrer künftigen Marktanteile und der Marktpreise gegeben (Ausnahme: Anlagen, die nach dem EEG finanziert werden). Bei neuen Investitionen in konventionelle Kraftwerke gibt es daher eine Tendenz, das Risiko der Kapitalbindung durch kleinere und kürzer laufende Investitionen zu reduzieren. Unter den fossilen Kraftwerken weisen Kern- und Kohlekraftwerke die höchsten, Gas- und Dampf (GuD)-Kraftwerke die niedrigsten spezifischen Kapitalkosten auf. Zudem sind bei letzteren die spezifischen Klimagasemissionen vergleichsweise niedrig. Ein Risiko dieser Kraftwerke ist die ungewisse

Entwicklung des Gaspreises, der an den Erdölpreis gekoppelt ist und dessen Schwankungen sich sehr stark auf die Stromgestehungskosten übertragen.

Durch den geplanten Ausstieg aus der Kernenergie und die Abschaltung alter Kraftwerke muss bis zum Jahre 2030 mehr als die Hälfte der bestehenden Kraftwerksleistung (also ca. 65 GW) ersetzt werden [BMWi 2006]. Abbildung 2-5 zeigt den heute geplanten Zubau an fossiler Kraftwerksleistung bis 2012. Durch die kürzere Vorlaufzeit für den Bau von Gaskraftwerken wird die in späteren Jahren tatsächlich zugebaute Kapazität dieser Kraftwerke voraussichtlich noch ansteigen.



Quelle: BMWi 2006

Abbildung 2-5: Planungsstand fossiler Kraftwerksprojekte bis 2012

2.5 Stabilität der Netze

Durch den zunehmenden Ausbau von dezentralen Kraftwerkstypen, die sich der Netzregelung entziehen (z.B. wärmegeführte KWK-Anlagen und erneuerbare Energien), steigen die Anforderungen an Netzkapazität und Regelenergie der konventionellen Kraftwerke. Für die Gewährleistung der sicheren Funktion des Netzes unter Integration dezentraler Anlagen muss theoretisch ein gewisser Anteil an Netz- und Regelkapazität zugebaut werden. Ansätze dazu sind beispielsweise der Einsatz von Kurzzeit-Energiespeichern, verbesserte Windstromprognosen und die Steigerung der Lastwechselfähigkeit bei der Modernisierung der konventionellen Kraftwerke. Laut dem Bundesverband Windenergie e.V. [BWE] hat die Regelenergieleistung jedoch zwischen 2002 und 2004 von 8,3 GW auf 7,3 GW abgenommen, trotz eines Zubaus von 6 GW Windenergie in diesem Zeitraum. Die Schaffung eines einheitlichen Regelenergiemarkts (derzeit vier unabhängige Regelzonen in Deutschland) wird als wichtige Voraussetzung für den rationalen Einsatz von Regelenergie betrachtet.

Kostenentwicklung der konventionellen Stromerzeugung und fossiler Brennstoffe

3 KOSTENENTWICKLUNG DER KONVENTIONELLEN STROMERZEUGUNG UND FOSSILER BRENNSTOFFE

3.1 Stromgestehungskosten

Die Gestehungskosten von fossil erzeugtem Strom werden von Brennstoffkosten und Investitionskosten beeinflusst, sowie ferner von variablen und fixen Betriebskosten und ggf. Entsorgungs- und Rückbaukosten. Die Brennstoffkosten sind umgekehrt proportional zum Wirkungsgrad des Kraftwerkes; ein höherer Wirkungsgrad muss jedoch in der Regel mit höheren Investitionskosten „erkauft“ werden [Öko-Institut 1998]. Folglich ergibt sich ein wirtschaftlicher Kompromiss aus hohem Wirkungsgrad und akzeptablen Investitionskosten, dessen Lage stark von der Entwicklung der Brennstoffkosten während des Kraftwerksbetriebes abhängt.

Die tatsächlichen spezifischen Stromgestehungskosten hängen wesentlich von den Rahmenbedingungen ab, wie Volllaststundenzahl, Kapitalzins sowie steuerlichen Regelungen. Abbildung 3-1 zeigt Bandbreiten der Gestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen über der Volllaststundenzahl [Öko-Institut 1998, Bremer Energieinstitut 2004]. Die Atomkraftwerke liegen relativ hoch durch ihren hohen Investitionsanteil und den vom Öko-Institut gewählten hohen Zinssatz von 8,9%.

In einem Bereich zwischen 5 000 und 8 000 Volllaststunden würden auf diesen Annahmen basierend die Stromgestehungskosten aus Braunkohle 3,4 - 4,6 ct/kWh und Steinkohle 2,6 - 4 ct/kWh betragen. Erdgas-GuD-Kraftwerke würden Stromgestehungskosten von 3,4 - 6,8 ct/kWh (2 000 – 8 000 Volllaststunden) und Kernkraftwerke 3,2 - 4,6 ct/kWh (7 000 – 8 000 Volllaststunden) verursachen.

Das Verhältnis von Brennstoff- und Investitionskosten entscheidet über den Einsatz des Kraftwerkes; so werden Kraftwerke mit niedrigen Brennstoff- und hohen Investitionskosten vorwiegend in der Grundlast eingesetzt.

Hinzuweisen ist auch auf die unterschiedliche Sensitivität der Stromgestehungskosten auf Veränderungen der Brennstoffkosten. Diese wird durch den Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten bestimmt, und ist somit bei Erdgas am höchsten (unter den hier genannten Voraussetzungen ca. 75% bei 6 500 Volllaststunden). Deutlich geringer ist die Sensitivität bei Atomstrom (25-33% bei 6 500 Volllaststunden), Braunkohlestrom (36%) und Strom aus Steinkohle (49%).

Kostenentwicklung der konventionellen Stromerzeugung und fossiler Brennstoffe

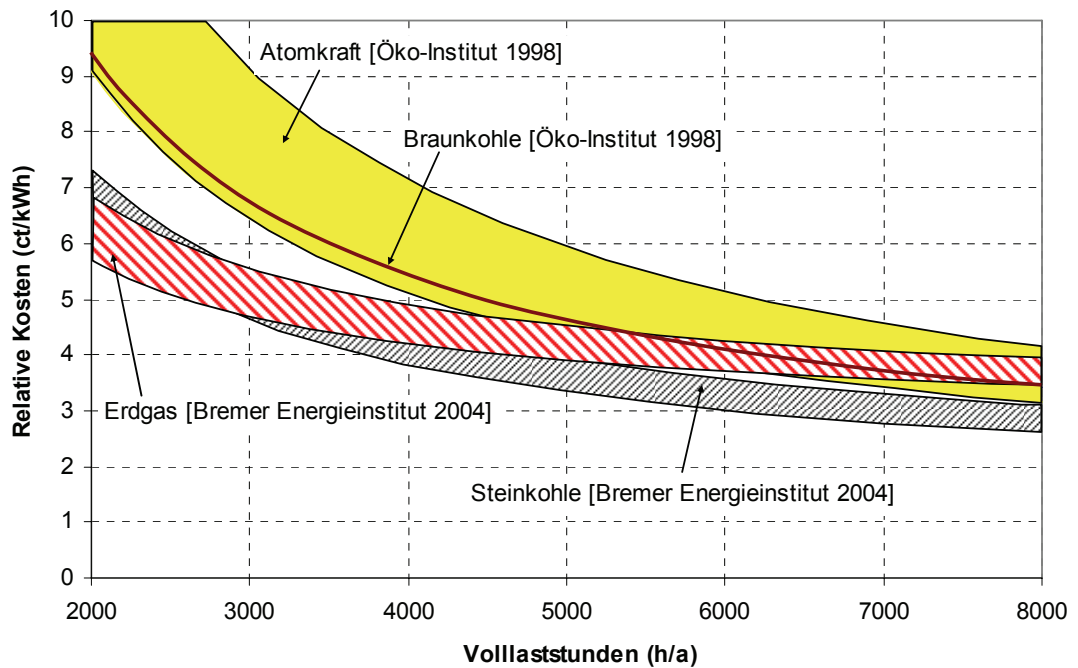


Abbildung 3-1: Stromgestehungskosten diverser Kraftwerkstypen [Daten: Öko-Institut 1998, Bremer Energieinstitut 2004, Extrapolation]

3.2 Entwicklung der Brennstoffkosten

Abbildung 3-2 zeigt die Entwicklung der Importpreise für Erdgas und Steinkohle seit 1991 [BAFA 2006]. Zum Vergleich (obwohl kaum relevant für die Stromproduktion) sind die Importkosten für Rohöl angegeben. Sehr deutlich sichtbar ist die Koppelung des Gaspreises an den Rohölpreis. Auch der Preis für importierte Steinkohle ist durch die Transportkosten an den Ölpreis gekoppelt. Die Abbildung zeigt zwei unterschiedliche Prognosen für Gas, Steinkohle und Braunkohle [BMU 2004, EWI/Prognos 2005]. Die Prognosen datieren auf 2003 bzw. 2004 zurück; in Anbetracht der starken Steigerungen von 2005 wirken sie sehr optimistisch. Der Wert von langfristigen Preisprognosen ist generell in Frage zu stellen, da die meisten Prognosen eher aktuelle Trends fortschreiben als sich abzeichnende zukünftige strukturelle Änderungen zu berücksichtigen. So erwartete z.B. die IEA 2002 noch einen Rohölpreis von 22 US\$/barrel⁴ für 2010, während zwei Jahre später bereits 35 US\$/barrel für 2010 erwartet wurden [IEA 2002, 2004].

⁴ 1 barrel Ölequivalent (159 l) entspricht energetisch ca. 6.1 GJ

Kostenentwicklung der konventionellen Stromerzeugung und fossiler Brennstoffe

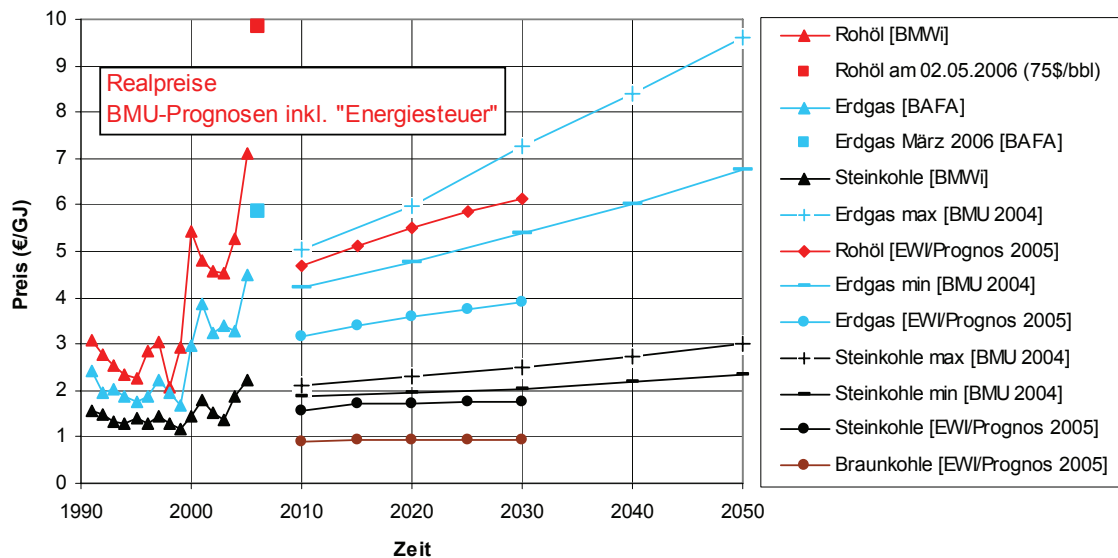


Abbildung 3-2: Kostenentwicklung für fossile Brennstoffe seit 1991 und Prognosen

Mit dem für 2020 prognostizierten Kostenrahmen für Erdgas (3,6 - 6 €/GJ) und Steinkohle (1,8 - 2,3 €/GJ), und unter der Annahme unveränderter Investitionskosten und Wirkungsgrade für Kraftwerke, wird der Rahmen der Stromgestehungskosten aus Kapitel 3.1 für 2020 für Erdgas auf 3,0 - 7,6 ct/kWh und für Steinkohle auf 2,6 - 4,1 ct/kWh aufgeweitet.

In Anbetracht der tatsächlichen Entwicklung seit etwa dem Jahr 2000 und den in Kapitel 2.2 skizzierten Tendenzen erscheinen die offiziellen Prognosen sehr konservativ. Es ist daher eher wahrscheinlich, dass die Preise viel schneller und stärker steigen werden als prognostiziert.

Nicht beinhaltet sind Entwicklung und Schätzungen der Kosten für Kernbrennstoffe. Nach instabilen Preisen zwischen 8 und 17 US-\$ pro Pfund in den Neunzigerjahren steigt der Uranpreis insbesondere seit 2003 ebenfalls steil an [Frankfurter Finance 2005] und hat 2006 bereits ein Level von 40 US-\$ pro Pfund überschritten [TAZ 2006]. Auch Uran ist quantitativ und räumlich begrenzt verfügbar und deshalb ist, abhängig von der zukünftigen weltweiten Rolle der Kernenergie, auch hier eine mehr oder minder drastische Fortsetzung des Preisanstiegs zu erwarten.

Ein zusätzlicher Kostenfaktor für fossile Brennstoffe entsteht durch den Emissionshandel. Wenn die einem Kraftwerk kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate nicht ausreichen, müssen Zertifikate zugekauft werden. Der Preis für diese Zertifikate schwankt momentan zwischen 10 und 30 €/t CO₂. Dies fällt vor allem bei Braunkohle und Steinkohle stark ins

Kostenentwicklung der konventionellen Stromerzeugung und fossiler Brennstoffe

Gewicht; bei einem CO₂-Preis von 20 €/t würde Steinkohle oberhalb des kostenlosen Emissionsvolumens mit 1,90 €/GJ und Braunkohle mit 2,10 €/GJ belastet. Die Belastung von Gas und Öl mit ca. 1,12 bzw. 1,52 €/GJ fällt, verglichen mit den derzeitigen Importpreisen, deutlich weniger ins Gewicht (Quelle: eigene Rechnungen). Der Einfluss auf die gesamten Stromgestehungskosten wird von der Menge der zugekauften Zertifikate bestimmt; umgekehrt kann auch der Verkauf von Zertifikaten durch CO₂-Einsparung die Stromgestehungskosten reduzieren.

In der politischen Diskussion spielen die externen Kosten der Energieversorgung eine große Rolle. Externe Kosten sind Kosten, die sich nicht in den Preisen niederschlagen aber die durch die Energienutzung an anderer Stelle entstehen und von der Gesellschaft getragen werden, z.B. in Form von Wertminderungen, Schäden, Verlusten oder eingeschränkten Handlungsmöglichkeiten kommender Generationen. Die Ermittlung der Höhe der externen Kosten ist methodisch schwierig und im konkreten Fall auch häufig strittig. Dennoch ist das Konzept im Grundsatz richtig, kann aber im Rahmen dieser Kurzexpertise nur gestreift werden.

Eine aktuelle Studie [DLR-ISI 2006] hat die externen Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern verglichen (siehe Abbildung 3-3). Demnach haben die nicht in den Strompreisen enthaltenen externen Kosten der fossilen Stromerzeugung gesamtwirtschaftlich eine erhebliche Bedeutung. Wesentlich ist dabei der Ausstoß an Treibhausgasen. Unter der Annahme von 70€ externen Kosten pro Tonne emittiertem CO₂-Äquivalent ergeben sich allein für diesen Effekt externe Kosten für die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle in einer Größenordnung von 6 bis 8 Cent pro Kilowattstunde (kWh). Für moderne, gasgefeuerte Gaskraftwerke liegen sie immer noch bei etwa 3 Cent/kWh. Demgegenüber verursacht die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur vergleichsweise geringe externe Kosten von unter 0,5 bis 1 Cent/kWh.

Die Berücksichtigung der externen Kosten würde die Kostenbilanz maßgeblich zu Gunsten erneuerbarer Energien verschieben.

Kostenentwicklung der konventionellen Stromerzeugung und fossiler Brennstoffe

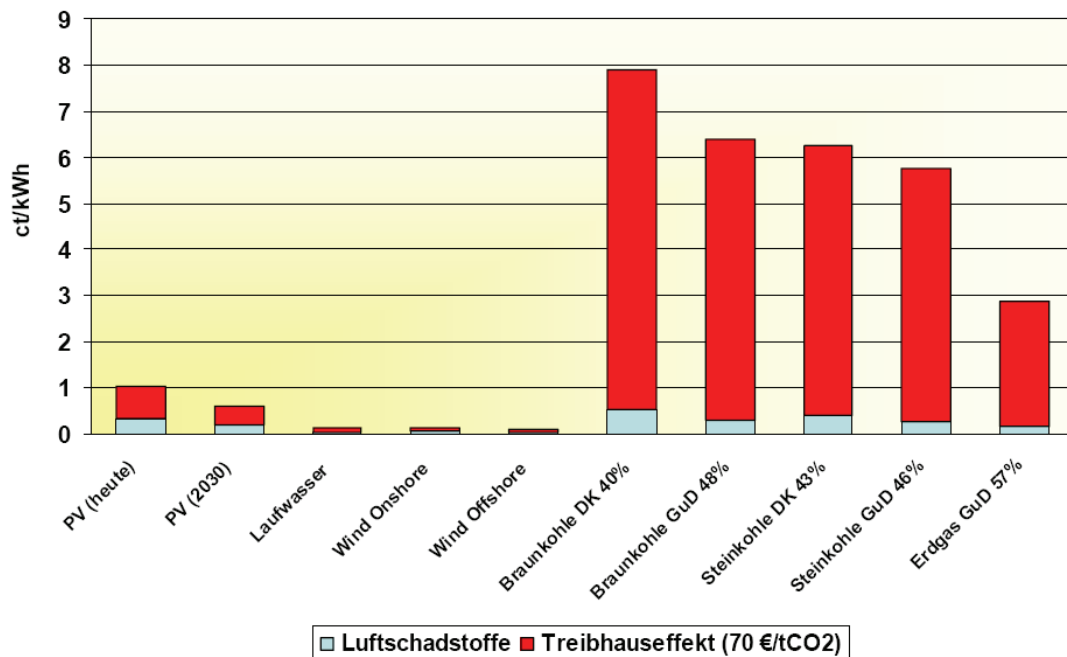


Abbildung 3-3: Externe Kosten der Stromerzeugung [Bild: DLR-ISI 2006]

3.3 Aktuelle und erwartete Trends

Wie bereits in Kapitel 2.4 erwähnt, muss bis 2030 mehr als die Hälfte der bestehenden Kraftwerksleistung (also ca. 65 GW) ersetzt werden.

Auf Grund steigender Energiepreise wird in Teilen der Öffentlichkeit der Ruf nach neuen Atomkraftwerken lauter. Vielfach wird in den Medien bereits von einer „Renaissance der Kernenergie“ gesprochen. Im Jahre 2005 befanden sich weltweit 441 Reaktoren im Betrieb und lediglich 27 im Bau und 38 in Planung [World Nuclear]. Eine Überschlagsrechnung mit 4 Jahren Bauzeit und 40 Jahren Betriebszeit ergibt, dass diese Quote nicht einmal genügt, um alle weltweit vom Netz gehenden Reaktoren zu ersetzen.

Aus Sicht der LBST ist die Kernenergie auf Grund ihres hohen Kapitaleinsatzes, ihrer langen Planungs- und Bauzeit und der Unsicherheit der Preisentwicklung für Kernbrennstoffe kein wirksames Mittel für die Sicherung einer preiswerten Energieversorgung. Es bestehen zudem erhebliche Sicherheits- und Nachhaltigkeits-einwände.

Der aktuelle Trend bei Großkraftwerken geht wegen ihrer kurzen Bauzeit, ihres geringen Kapitaleinsatzes und ihrer niedrigen CO₂-Emissionen klar zu erdgasbefeuerten GuD-

Kostenentwicklung der konventionellen Stromerzeugung und fossiler Brennstoffe

Kraftwerken. Ein erheblicher Unsicherheitsfaktor ist jedoch die starke Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Gaspreis. In Großbritannien zum Beispiel, wo in den 90er Jahren vorwiegend auf Stromproduktion aus Erdgas gesetzt wurde, erhöhten sich durch den starken Anstieg des Gaspreises die Strompreise 2005 gegenüber dem Vorjahr um ca. 70% auf dem Spotmarkt und um ca. 50% in Lieferverträgen [RWE 2005].

Eine Möglichkeit der CO₂-neutralen Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen ist die Separierung und Einlagerung des entstehenden Kohlendioxids in unterirdischen Lagerstätten. Hintergrund ist die Überzeugung, dass erneuerbare Energien die fossilen in den nächsten Jahrzehnten nicht ersetzen könnten. Die CO₂-Abtrennung und Sequestrierung (CCS) befindet sich derzeit in einer intensiven Forschungs- und Entwicklungsphase. Auf Grund technischer Schwierigkeiten wird jedoch vor 2020 nicht mit der kommerziellen Anwendung gerechnet. Strom aus Anlagen mit CO₂-Abscheidung wird durch die zusätzliche Anlagentechnik und die Wirkungsgradminderung stets höhere Kosten verursachen als Strom aus vergleichbaren fossil befeuerten Anlagen ohne CO₂-Abscheidung. Weiterhin steigt durch den höheren Brennstoffeinsatz die Abhängigkeit der Stromkosten von den Brennstoffkosten.

4 ERNEUERBARE ENERGIEN IN DER STROMVERSORGUNG

Im Folgenden wird die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik, Windkraft und Geothermie betrachtet.

Konzentratorsysteme wie Solarthermische Kraftwerke sind vorrangig für Länder mit höherer direkter Sonneneinstrahlung geeignet und werden daher hier nicht behandelt.

Auch der Import von Strom aus Erneuerbaren Energien kann im Rahmen dieser Kurzexpertise nicht betrachtet werden. Dem Import und Export von regenerativ erzeugtem Strom wird aber bei einem zunehmenden Anteil von regenerativ erzeugtem Strom eine immer größere Bedeutung zukommen. Ein besser ausgebauter europäischer Stromverbund ist ein wichtiger Teil, um witterungsbedingte Erzeugungsschwankungen mit weniger vorgehaltener Regelenergie ausgleichen zu können. Nitsch et al. geht in [BMU 2005] von einem Stromimport im Jahr 2020 bis zu 4 TWh aus, bei einer Leistung von 920 MW.

4.1 Wasserkraft

Die Wasserkraft war bis vor kurzem die am stärksten genutzte erneuerbare Energie in Deutschland. Sie unterliegt auf Grund der Witterungsverhältnisse gewissen Schwankungen. In Form von Pumpspeicherkraftwerken, kann sie als Ausgleich für ein schwankendes Energieangebot durch andere erneuerbare Energien wirken.

2004 betrug die installierte Leistung 4 660 MW und die erzeugte Menge Strom 21 TWh und damit 3,6% der gesamten Stromerzeugung [BMWi]. Diese Werte liegen ungefähr im Mittel der letzten 10 Jahre.

Der Strom wird zu 80% in Laufwasserkraftwerken, zu 14% in Speicherkraftwerken und zu 6% in Pumpspeicherkraftwerken durch natürlichen Zufluss erzeugt. Fast 90% davon wird in Bayern und Baden-Württemberg in ca. 400 Großkraftwerken (größer 1 MW) erzeugt [Staiß 2003].

Die Leistung eines Wasserkraftwerks hängt linear ab von der Fallhöhe des Wassers, der Durchflussmenge und dem Wirkungsgrad von Turbinen, Getriebe usw. [BDW].

Die Technik großer Wasserkraftanlagen gilt als ausgereift, so dass nur im Bereich von Kleinwasserkraftanlagen ein technisches Entwicklungspotenzial durch Modernisierung und Erweiterung gesehen wird [BMU 2004].

Unter Modernisierung versteht man zum einen Verbesserungen des Wirkungsgrades (meist Ersatz von veralteten Turbinen und Generatoren) und zum anderen eine Umrüstung des Betriebs zur Erhöhung der Jahresnutzungsdauer, da fast die Hälfte der kleinen Wasserkraftanlagen nur für den Eigenbedarf produzieren.

Problematischer wird die Erweiterung gesehen, die eine Erhöhung des Turbinendurchflusses und/oder der Ausbaufallhöhe bedeutet. Im Gegensatz zur Modernisierung ist hierzu eine wasserrechtliche Genehmigung nötig. Die Wasserkraftnutzung befindet sich hier in einem Zielkonflikt zwischen Ökonomie und Ökologie.

Als zukünftiges Potenzial wird auch die Reaktivierung bereits stillgelegter Kraftwerke gesehen. Hier gibt es alleine in Bayern ca. 7 000 Anlagen von denen ca. 1 470 für eine Reaktivierung in Betracht kommen [Precht 1998].

Ein Neubau großer Kraftwerke mit einigen 10 bis einigen 100 MW erscheint in Deutschland als allgemein nicht mehr möglich.

Eine Reduktion der spezifischen Kosten ist nicht zu erwarten, eher eine Kostenzunahme auf Grund von notwendigen ökologischen Ausgleichsmaßnahmen.

In [BMU 2004] werden Stromgestehungskosten von 2,4 ct/kWh (große abgeschriebene Anlagen) bis zu 12,9 ct/kWh (Modernisierung kleiner Anlagen) genannt. Diese Zahlen stimmen gut mit Zahlen aus dem Bayerischen Umweltministerium [Precht 1998] und mit Angaben des Bundesverbands deutscher Wasserkraftwerke [BDW] überein.

Die Bundesregierung will eine Leistungssteigerung verbunden mit einer Verbesserung der gewässerökologischen Situation erzielen. Dem ist in der Ausgestaltung des EEG bzgl. Wasserkraft Rechnung getragen worden.

4.2 Biomasse

Biomasse ist chemisch gespeicherte Sonnenenergie. Sie hat gegenüber anderen regenerativen Energiequellen den Vorteil, dass sie direkt speicherbar ist und damit bedarfsorientiert eingesetzt werden kann.

Die Nutzung der Biomasse geschieht bisher hauptsächlich zur Wärmeengewinnung. Neben der Bereitstellung von elektrischer Energie mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), gewinnt die Verwendung als Kraftstoff immer mehr an Bedeutung.

Biomasse kann aus verschiedenen Quellen stammen: Waldenergieholz (z.B. aus der Durchforstung), Abfallholz bei der industriellen Verarbeitung, Ernterückstände wie Reststroh, Grünmasse aus der Landschaftspflege, Reststoffe aus der Tierhaltung und Biogas aus sonstigen organischen Reststoffen (z.B. aus Haushalten und Kantinen). Eine

Erneuerbare Energien in der Stromversorgung

weitere Quelle ist der gezielte Anbau von Energiepflanzen, die sich wiederum in holzartige und Halmgüter, öl- und kohlenhydrathaltige Pflanzen einteilen lassen.

Wie in Abbildung 4-1 dargestellt, hat sich die Stromerzeugung aus Biomasse seit 1999 etwa verdreifacht.

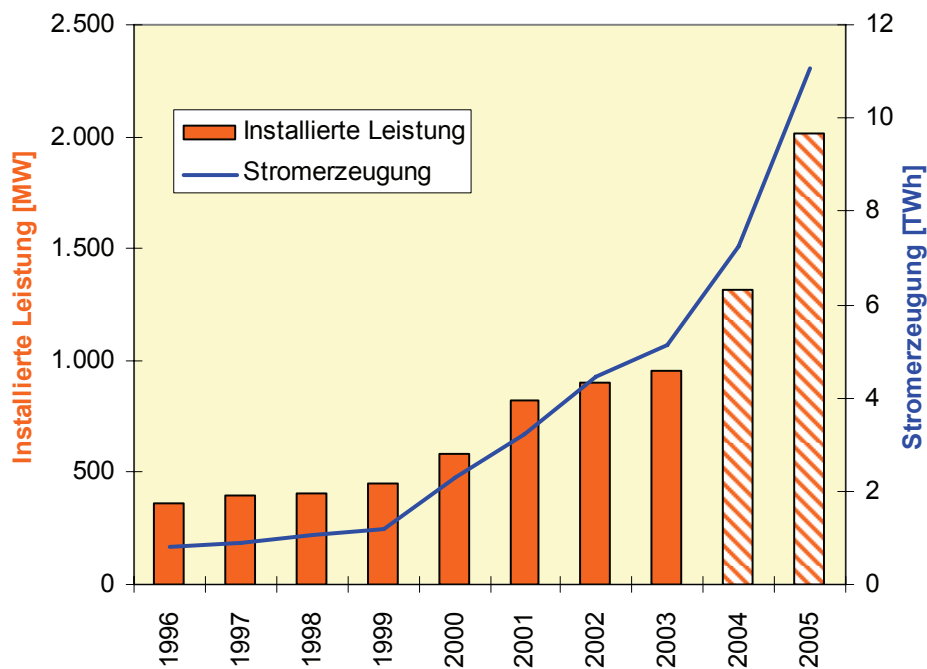


Abbildung 4-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas [BMWi; Installierte Leistung für 2004 u. 2005: Schätzung LBST]

Bei der Verstromung fester Biomasse in Heizkraftwerken werden üblicherweise Dampfturbinen eingesetzt. Hier gibt es sowohl Verbesserungsmöglichkeiten beim Wirkungsgrad als auch bei den Emissionen. Auch dem Aufbau von Nahwärmeversorgungsanlagen kommt eine große Bedeutung zu.

Biogas-Anlagen werden hauptsächlich im landwirtschaftlichen Bereich errichtet. Um die Kosten zu senken, findet eine Entwicklung hin zu größeren Anlagen statt, die dann als BHKW betrieben werden. Das BHKW deckt dabei auch den Eigenbedarf der Biogasanlage, der zwischen 5 und 40% des Stroms bzw. zwischen 10 und 50% der Wärme beträgt [BMU 2004]. Eine Anbindung an ein Nahwärmenetz oder einen ganzjährigen Wärmeabnehmer ist vorteilhaft.

Die Stromgestehungskosten hängen wesentlich ab von den Brennstoffkosten, den Wärmegutschriften und der eingesetzten Technologie. Sie können zwischen 2 und

22 ct/kWh betragen. Bis 2020 werden sie sich wahrscheinlich auf 4 bis 11 ct/kWh reduzieren [BMU 2004]. In Tabelle 4-1 sind verschiedene Beispiele zusammengefasst. Zu beachten ist, dass die Wärmegutschriften von den allgemeinen (konventionellen) Energiekosten abhängen.

Tabelle 4-1: Beispielrechnungen für verschiedene Biomassetechnologien [BMU 2004]

Technik	5 MW _{el} Holz HKW Dampfturbine	155 kW _{el} BHKW Holzvergasung	500 kW _{el} Biogas (Gülle)	100 kW _{el} Biogas (Kofermentation)
Brennstoffkosten [ct/kWh]	0	2,8	0	50.000 €/a
Wärmegutschriften [ct/kWh]	2,0	2,0	3,6	0
Investitionskosten [€/kW _{el}]	ca. 4 000		2 000 bis 5 500	
Strom- gestehungskosten [ct/kWh]	1,8	22,3	7,4	16,3
Erwartete Reduktion bei Investitionskosten	10 %	50%	20%	

4.3 Photovoltaik

Seit der Einführung des EEG erlebt die Photovoltaik in Deutschland ein rasantes Wachstum mit durchschnittlich 70%/a seit dem Jahr 2000 und durchschnittlich 56%/a seit 1990. Auch weltweit ist Photovoltaik in den letzten 5 Jahren im Mittel mit 60% pro Jahr die wachstumstärkste regenerative Energieform gewesen [REN21 2005].

Die Produktionskapazität von Zellen und Modulen der deutschen Solarindustrie lag 2005 15-fach über dem Wert von 2000. Bei Wechselrichtern erreichte sie sogar den 30-fachen Wert [BSW].

Mittlerweile ist Deutschland mit ca. 1,4 GW installierter Leistung weltweit führend. In Abbildung 4-2 ist die zeitliche Entwicklung der in Deutschland installierten PV-Leistung und der Stromerzeugung dargestellt. Weltweit sind ca. 4 GW installiert, wobei jedoch nur ca. die Hälfte netzgekoppelt betrieben wird [REN21 2005].

Erneuerbare Energien in der Stromversorgung

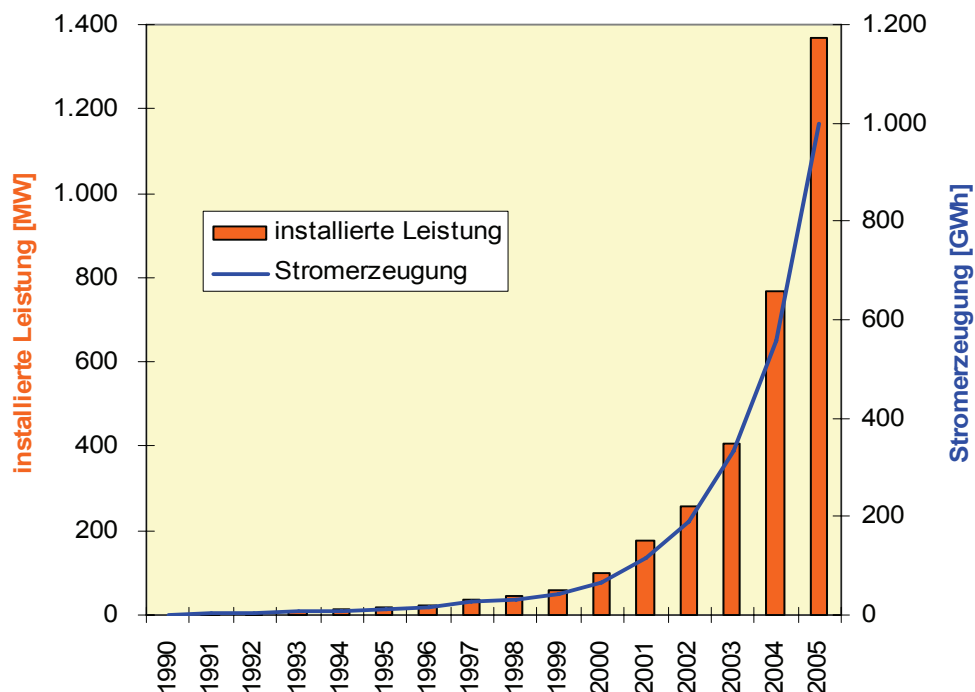


Abbildung 4-2: Installierte PV-Leistung (kumuliert) und Stromerzeugung (Daten aus [BMU 2006], [BMU 2005] und [BSW])

Der Großteil der heute vertriebenen Module hat einen Wirkungsgrad von ca. 12 bis 14% und besteht aus Solarzellen (Wafer) aus polykristallinem Silizium. Silizium ist das zweithäufigste Element der Erde, die Gewinnung in einem gewissen Reinheitsgrad ist jedoch sehr energieintensiv. Derzeit bestehen Engpässe bei der Herstellung. Um Material und damit Kosten zu sparen (und auch aus technischen Gründen) versucht man die derzeitigen Wafer-Dicken von 240 μm zu reduzieren. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) hat bereits auf kleinen Flächen die Machbarkeit von 90 μm dünnen multikristallinen Siliziumzellen mit einem Wirkungsgrad von 20,3% gezeigt [ISE]. In 10 Jahren wird mit Modulwirkungsgraden von bis zu 20% gerechnet [DLR 2005].

Außer an der Wirkungsgraderhöhung, wird auch an verbesserten Produktionsschritten gearbeitet, wie z.B. materialsparenderes Wafersägen, reduzierter Chemikalieneinsatz, verbesserte Abscheidungsverfahren, optimierte Kontaktierung. Trotz des starken Ausbaus der Fertigungskapazitäten spielen Rationalisierung in der Fertigung und größere Produktionsanlagen bei der Kostenreduktion noch eine große Rolle.

Auch an neuen Dünnschichtzellen wird gearbeitet. Sie bestehen zum einen aus den Verbindungshalbleitern CuInSe_2 oder CdTe , aber auch aus Kombinationen verschiedener

Materialien im Schichtaufbau, um das Sonnenspektrum besser ausnutzen zu können (Tandemzellen). Der große Vorteil der Dünnschichttechnologien ist die Vereinfachung der Zellenverschaltung und die mögliche großflächige Abscheidung.

Auf Grund der großen Module-Nachfrage entstand zeitweise eine Modulknappheit. Die Kosten für PV-Anlagen reduzierten sich daraufhin in den letzten drei Jahren nicht mehr, sondern stiegen wieder an. Abgesehen von diesen Preissteigerungen, die teilweise auf der Siliziumknappheit und teilweise auch auf Gewinnmitnahmen [Photon 3-06] beruhen dürften, folgt die Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einer klassischen Lernkurve mit einem Lernfaktor von 0,8. Neue Kapazitäten zur Herstellung für Silizium sollen 2007/2008 zu Verfügung stehen, so dass dann mit einer Entspannung des Marktes gerechnet wird.

Tabelle 4-2: Kostenentwicklung für PV-Anlagen (kursive Zahlen aus [BMU 2004], eigene Berechnungen, Erläuterung siehe Text)

Anlagenleistung	<i>2 kW_p</i>		<i>500 kW_p</i>		<i>2 kW_p</i>		<i>2 kW_p</i>	
spez. Ertrag [kWh/kWp]	<i>826</i>		<i>921</i>		<i>890</i>		<i>890</i>	
weltweites Wachstum [%]	<i>20</i>		<i>20</i>		<i>30</i>		<i>56</i>	
spez. Anlagen- bzw. Stromgestehungskosten	[€/kW _p]	[€/kWh]	[€/kW _p]	[€/kWh]	[€/kW _p]	[€/kWh]	[€/kW _p]	[€/kWh]
im Jahr 2000	<i>6 800</i>	<i>0,80</i>	<i>5 100</i>	<i>0,54</i>	5 000	0,55	5 000	0,55
2010	<i>3 780</i>	<i>0,36</i>	<i>2 830</i>	<i>0,25</i>	2 150	0,23	1 195	0,13
2020	<i>2120</i>	<i>0,20</i>	<i>1 590</i>	<i>0,15</i>	923	0,10	285	0,03

Nitsch et al. [BMU 2004] nimmt für die Kostenprognose eine jährliche weltweite Wachstumsrate von nur 20% an und kommt so gemäß der Lernkurve zu einer Reduktion der Anlagenkosten bis 2020 um ca. 70%. Nimmt man ein Wachstum von 30% an, erhält man eine Kostenreduktion um 82%. In Tabelle 4-2 sind einige Daten für Stromgestehungskosten bei verschiedenen Annahmen zusammengefasst. Sie stammen teils aus der Literatur [BMU 2004] (schraffiert gedruckte Werte) und teils aus eigenen Berechnungen. Bei den eigenen Berechnungen wurden ebenfalls die in der Literatur verwendeten Werte für Zinssatz (6%), Abschreibung (20 Jahre) und Betriebskosten (1% Invest./a) benützt. Der Bundesverband Solarwirtschaft gibt jedoch für eine typische 2 kWp Anlage spezifischen Investitionskosten von 5.000 €/kWp an [BSW]. Der höhere solare Ertrag von 890 kWh/kWp ist der Durchschnittswert für in Deutschland installierte PV-

Erneuerbare Energien in der Stromversorgung

Anlagen. Er stammt aus Erhebungen des Solarenergiefördervereins für die Jahre 2000 bis 2004 [sfv]. Die Entwicklung der Kosten folgt aus der Lernkurve mit unterschiedlichen Annahmen für das jährliche weltweite Wachstum, das die Kostenreduktion bestimmt. Dabei wurde die Kostenstagnation bzw. der leichte Kostenanstieg der letzten drei Jahre auf Grund von Lieferengpässen nicht berücksichtigt.

4.4 Windkraft

4.4.1 Onshore-Windenergie

In Deutschland waren Ende 2005 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Nennleistung von ca. 18,4 GW installiert. Das sind ca. 30 % der weltweit installierten Leistung von 59 GW. In Deutschland wurden 2005 durch Windkraft ca. 26 TWh Strom erzeugt (4,3% der Strombereitstellung) und damit erstmals mehr als mit Wasserkraft.

In Abbildung 4-3 ist die zeitliche Entwicklung der kumulierten installierten Windkraftleistung in Deutschland dargestellt.

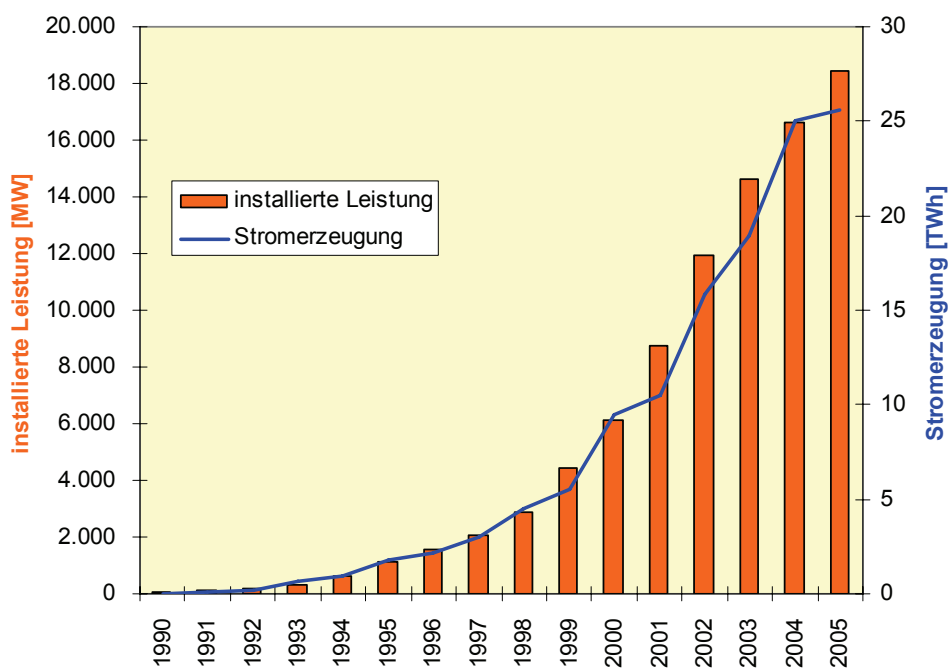


Abbildung 4-3: Zeitliche Entwicklung der Energiebereitstellung aus Windkraft in Deutschland. Daten aus [BMU Juni2005] und [BWE].

Die Leistung einer WEA wird prinzipiell bestimmt durch die Rotorkreisfläche (linear) und durch die Windgeschwindigkeit (in dritter Potenz). Die Windgeschwindigkeit ist wiederum höhenabhängig. Daher war die technische Entwicklung der WEA in der letzten Jahren in Richtung zu größeren Nabenhöhen und Rotoren. In Tabelle 4-3 ist die technische Entwicklung skizziert. Der Jahresenergieertrag ist hier gleich dem Ertrag am Referenzstandort gemäß EEG (Erneuerbaren Energie Gesetz). Am Referenzstandort herrscht in 30 Meter Höhe eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s [BWE].

Tabelle 4-3: Technische Entwicklung der Windenergie [BWE]

	1980	1985	1990	1995	2000	2005
Nennleistung [kW]	30	80	250	600	1 500	5 000
Rotordurchmesser [m]	15	20	30	46	70	115
Nabenhöhe [m]	30	40	50	78	100	120
Jahresenergieertrag [MWh/a]	35	95	400	1 250	3 500	17 000

Diese Entwicklung war jedoch nicht nur durch einfaches Up-Scaling der bisherigen Technik möglich. Es entstanden teilweise völlig neue Anlagenkonzepte im Bereich der Konstruktion, der Generator- und Regelungstechnik [DEWI 2002]. Auch die Schallemission und Lichtreflexionen konnten reduziert werden. Die technische Verfügbarkeit der Anlagen verbesserte sich erheblich.

Auf Grund der neuen Regelungstechnik und Netzanschlussbedingungen können moderne WEA das Stromnetz sogar stabilisieren, indem sie durch kontrolliertes An- und Abschalten Spannungsschwankungen abpuffern und sogar kurzzeitige Spannungseinbrüche überbrücken können. Anlagen mit einer so genannten Sturmregelung (sanfte Sturmabschaltung) werden nicht abrupt bei bestimmten Windgeschwindigkeiten ab- oder zugeschaltet, sondern reduzieren bzw. erhöhen langsam ihre Leistungsabgabe. Dadurch wird ein eventueller Regelenenergiebedarf erheblich minimiert [BWE].

Durch die Verbesserung der WEA ist gerade an den guten Standorten mit hohen mittleren Windgeschwindigkeiten ein Ersatz der alten Anlagen interessant (Repowering). Der Bundesverband Windenergie schätzt, dass sich durch ein Repowering auf den gleichen Flächen ein dreifacher Stromertrag erzeugen ließe [BWE]. Das Repowering wird durch die Einspeisevergütungen im neuen EEG gefördert. Das Potenzial wird in der Praxis allerdings durch verschärfte Maximalhöhen- und Minimalabstandsregelungen erschwert [WAB-BWE 2005, WAB 2005].

Erneuerbare Energien in der Stromversorgung

Neben der Verbesserung der WEA wurden auch die Windprognosen verbessert. Je genauer die Windprognose ist, desto geringer ist die notwendige Regelleistung. Schon heute kann auf Basis von Wetterprognosen und Leistungsmessung an bestehenden WEA die zu erwartende Windleistung einen Tag im Voraus mit einer Genauigkeit von 94% vorhergesagt werden. Die 4-Stunden-Prognose erreicht sogar bereits eine Genauigkeit von 96% [ISET].

Die Dena-Netzstudie [Dena 2005] geht davon aus, dass 2015 ca. 8 bis 9% der installierten Windleistung als positive Minuten- und Stundenreserve vorgehalten werden muss. Dazu sind keine zusätzlichen Kraftwerke nötig. Ansonsten liegen keine unabhängig ermittelten Zahlen zum Regelenenergiebedarf der Windenergie vor [BWE]. Für die optimale Integration der Windenergie ist es wichtig einen einheitlichen Regelenenergiemarkt zu schaffen. Die heute bestehenden vier Regelzonen behindern den seit August 2004 im EEG vorgeschriebenen „horizontalen Sofortausgleich“ [BWE].

Der Energieertrag einer WEA ist weniger von der Generatorgröße, als von der Rotorfläche, der Nabhöhe und Regelungstechnik abhängig. Daher wird die Kostenentwicklung für WEA meist nicht pro installierter Leistung angegeben, sondern pro zu erwartenden Stromertrag (Jahresenergieertrag bzgl. Referenzstandort). In Abbildung 4-4 ist die Preisentwicklung für WEA Anlagen dargestellt [ISET].

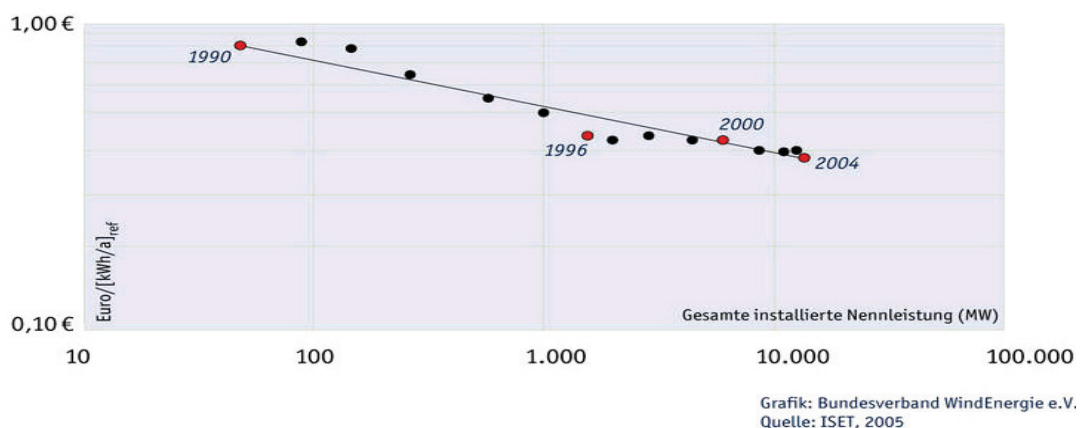


Abbildung 4-4: WEA-Preis pro kWh Jahresenergieertrag (Referenzstandort)

Zwischen 1990 und 2004 fielen die Investitionskosten pro kWh Jahresenergieertrag von 0,80 € um 53% auf 0,38 €. Die Investitionskosten pro Leistung sanken in dieser Zeit um 29% von 1.260 €/kW auf 890 €/kW (Preise inflationsbereinigt auf das Basisjahr 1994) [BWE].

In Abbildung 4-5 sind die gegenwärtig Stromgestehungskosten für unterschiedliche Anlagengrößen verglichen in Abhängigkeit des Ertrags, der in Relation zum Referenz-

ertrag nach dem EEG aufgetragen ist. Für eine 2 MW Anlage (100m Nabenhöhe) sind bei 100% Referenzertrag Stromgestehungskosten von 6,4 ct/kWh möglich. Nitsch et al. [BMU 2004] geben für verschiedene Anlagen je nach Nennlaststunden Stromgestehungskosten von 6,4 bis 12,3 ct/kWh an. Langfristig (2020 bis 2050) wird in dieser Studie mit Stromgestehungskosten zwischen 4 und 8 ct/kWh bei einer 3 MW Referenzanlage gerechnet. Nach Angaben des Europäischen Windenergie-Verbandes EWEA betragen die Gestehungskosten (ohne kostenintensive Netzanbindung) von modernen Windkraftanlagen an guten Windstandorten im Augenblick 5,1 ct/kWh [BWE]. Durch die steigenden Stahl- und Kupferpreise sind die Erwartungen der Branche an weitere Kostensenkungen zurzeit gedämpft; langfristig wird mit einem Kostenrahmen von 5-6 ct/kWh gerechnet.

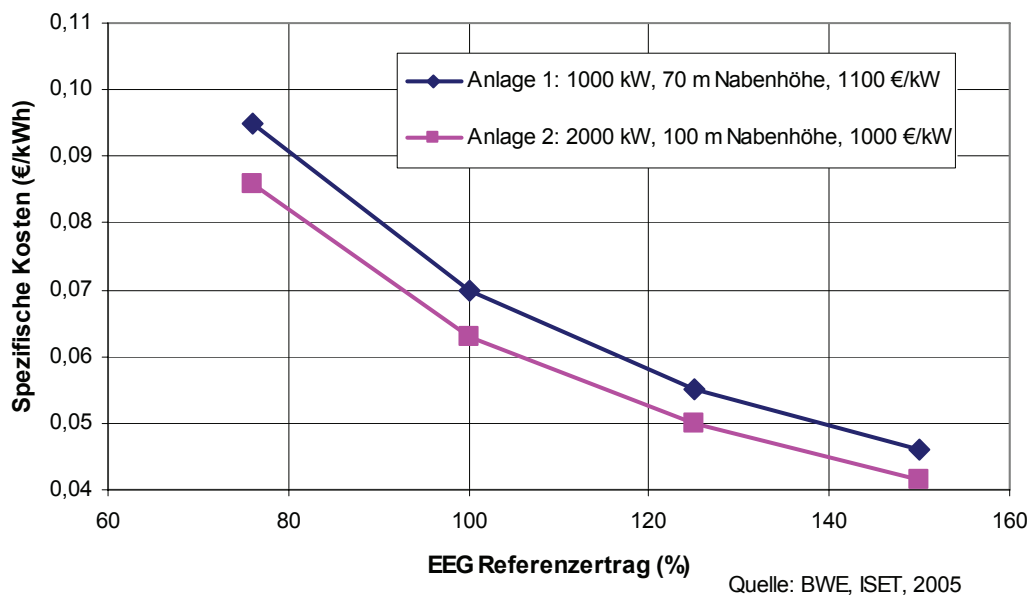


Abbildung 4-5: Stromgestehungskosten für unterschiedliche Anlagengrößen in Abhängigkeit vom Ertrag, angegeben in % des Referenzertrages [BWE]

4.4.2 Offshore-Windenergie

Die Kosten für OWEA können nur mit einer großen Unsicherheit abgeschätzt werden, da bisher keine Erfahrungen mit OWEA an küstenfernen Standorten in größeren Wassertiefen vorliegen⁵. Die Wirtschaftlichkeit wird stark von der Entfernung zur Küste, der Wassertiefe und der Zuverlässigkeit der Anlagen abhängen.

⁵ Detaillierte Beschreibung der Offshore-Windenergie siehe Kapitel 0

Erneuerbare Energien in der Stromversorgung

Für die ersten kleineren und küstennahen Offshore-Windparks sind im Ausland Stromgestehungskosten im Bereich von 6 bis 8 ct/kWh ermittelt worden, allerdings ohne die Netzanbindung. Die späteren Projekte zeigen dabei eine sinkende Tendenz [DENA]. Laut [DENA] schätzt man für küstenferne Windparks in Deutschland die Stromgestehungskosten auf 7,4 bis 8,1 ct/kWh (450 MW Windpark in 30 bis 40 km Entfernung mit 2 MW Anlagen). Da bei den gegenwärtigen Planungen größere Anlagen eingesetzt werden sollen, werden die Stromgestehungskosten wohl niedriger ausfallen. In [BMU 2004] wurden Stromgestehungskosten von 3 bis 5 ct/kWh langfristig für realisierbar gehalten. Aktuell geht der Trend durch die gestiegenen Rohstoffpreise einhellig zu weniger optimistischen Werten; die von der Windenergiebranche erwarteten Kosten liegen eher bei 8-9 ct/kWh.

Eine Studie des ISET [ISET 2001] kommt mit folgenden Annahmen für ein fiktives deutsches Offshore-Projekt zu Stromgestehungskosten, die unter dem Durchschnittswert der Einspeisevergütung gemäß EEG 2004 (Betriebszeitraum 20 Jahre): 500 MW Windpark mit 5 MW Anlagen, 30 bis 40 km Entfernung zur Küste, 15 bis 40 m Wassertiefe, 1 700 bis 2 000 €/kW spezifische Investitionskosten, Annuität 9%, Laufzeit 20 Jahre, Betriebskosten pro Jahr 5% der Investitionssumme, Energieertrag 1,875 Mrd. kWh/a bei 3 750 Volllaststunden.

Zum Vergleich: Die spezifischen Investitionskosten für den dänischen 160 MW Windpark in 14 km Küstenentfernung und 12 m Wassertiefe Horns Rev betragen ca. 1700 €/kW (inklusive Netzanbindung) [POWER 2006]. Für die in Deutschland geplanten Windparks Butendiek und Borkum West werden dagegen aktuell spezifische Investitionen zwischen 1750 und 2100 €/kW bzw. 2300 €/kW angenommen, was durch die größere Küstenentfernung und Wassertiefe zu erklären ist [POWER 2006].

Abbildung 4-6 zeigt die Stromgestehungskosten für verschiedene spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden [ISET 2001; darauf basierende eigene Berechnungen]. Der durchschnittliche Vergütungssatz hat sich mit der Novellierung des EEG 2004 auf 7,9 – 8,5 ct/kWh erhöht (20 Jahre Betriebszeit, max. Tiefe 35 m, max. Küstenentfernung 100 km, Inbetriebnahme vor 2008). Demnach sind heute bei Projekten mit Investitionskosten von 1700 bis 2300 €/kW für den rentablen Betrieb zwischen 3000 und 4000 Volllaststunden nötig.

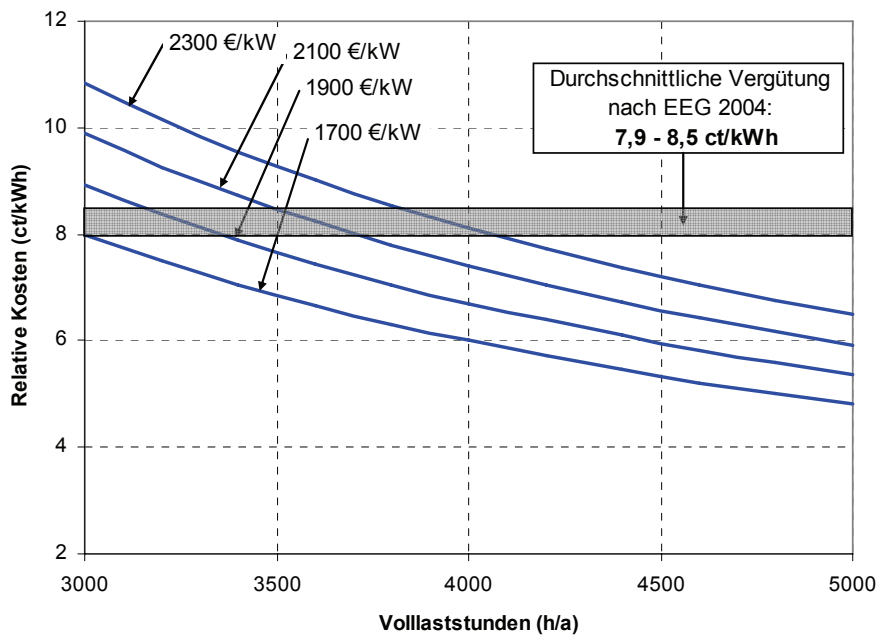


Abbildung 4-6: Stromgestehungskosten für einen fiktiven Offshore-Windenergiepark ([ISET 2001], eigene Berechnungen)

4.5 Geothermische Stromerzeugung

Geothermische Energie ist witterungsunabhängig und steht ganzjährig zur Verfügung. Damit würde sie sich hervorragend zur Grundlastdeckung eignen und stellt eine sinnvolle Ergänzung zu den übrigen erneuerbaren Energien mit großem Potential dar.

Man unterscheidet auf Grund der Art des genutzten Reservoirs prinzipiell zwei Arten von geothermischen Kraftwerken: hydrothermale und Hot-Dry-Rock (HDR) Kraftwerke.

Bei der hydrothermalen Geothermie werden Heisswasseraquifere als Energiereservoir genutzt. Moderne Wandlungstechniken (ORC- und Kalina-Verfahren) ermöglichen heute die Stromerzeugung ab Temperaturen des Aquifers von 100°C. [Jung et al. in Geotherm 2002]

Die Leistung und Wirtschaftlichkeit einer Anlage richten sich nach der Temperatur und der Fließrate des gefördertem Heißwassers. Die Durchlässigkeit des Gesteins muss eine Fließrate von mindestens 50m³/h zulassen. Das bei der Stromerzeugung abgekühlte Thermalwasser kann noch zur Nahwärmeversorgung oder für Prozesswärme verwendet werden. Der elektrische Eigenbedarf einer Anlage für die Förder- und Reinjektionspumpen ist sehr hoch und beträgt z.B. bei der Anlage in Altheim Österreich ein Drittel des gewonnenen Stroms [Jung et al. in Geotherm 2002].

Erneuerbare Energien in der Stromversorgung

Hot-Dry-Rock Kraftwerke kommen bei kristallinen Gesteinen zum Einsatz, deren Permeabilität im Allgemeinen für die Wärmegegewinnung zu gering ist. Beim Hot-Dry-Rock Verfahren werden künstliche Gesteinsrisse oder natürliche Klüfte aufgeweitet um so eine hydraulische Verbindung zwischen zwei Bohrungen zu erreichen. Die Technik wird seit ca. 30 Jahren erforscht, ist aber noch im Pilotstadium. Die besten Ergebnisse wurden bisher im europäischen HDR-Projekt Soultz (6 MWel, 200°C, Bohrtiefe 5.000 m) erreicht.

Die hydrothermale Technik kann auf jahrelange Erfahrung mit Anlagen zur Direktwärmenutzung aufbauen. Das erste deutsche geothermische Heizkraftwerk dagegen wurde erst 2003 in Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Vorpommern) in Betrieb genommen. Es hat eine elektrische Leistung von 210 kW und nutzt Thermalwasser mit einer Temperatur von 97 °C in 2 200 Metern Tiefe. 2004 produzierte es im Pilotbetrieb 0,4 GWh.

Um die hydraulische Durchlässigkeit zu verbessern, werden sogenannte Stimulations-techniken eingesetzt, wie Hydraulic-Fracturing, Säureinjektion und Richtbohrverfahren. Eine besondere Bedeutung hat die Stimulation, insbesondere das Hydraulic-Fracturing beim HDR (HFR), da hierdurch ein wesentlich größeres Potenzial erschlossen werden kann [Paschen 2003].

Weltweit ist eine geothermische Kraftwerksleistung von derzeit ca. 8 000 MW installiert [GtV 2006] mit einer Stromproduktion von ca. 57 TWh/Jahr. Vorreiter weltweit sind die USA (18 TWh/a) und die Philipinen (9 TWh/a), in Europa Italien (5 TWh/a) und Island (1,4 TWh/a).

In Deutschland wird die Geothermie durch das EEG und das Zukunfts-investitionsprogramm (ZIP) gefördert. Es laufen derzeit mehrere Projekte wie z.B. in Unterhaching, Speyer und Offenbach. Ein HDR Projekt in Bad Urbach im Oberrheingraben wurde vorerst abgebrochen [Kaltschmitt 2006].

Ein entscheidender Nachteil der Geothermie ist, dass sie nicht vollständig planbar ist, d.h. dass das Fündigkeitsrisiko sehr hoch ist. Die erzielbare Thermalwasserproduktion und die Reservoirtemperatur hängen von den geologischen Gegebenheiten ab. Die Abhängigkeit ist bei den hydrothermalen Verfahren höher als bei der HDR Technologie [Jung in Geotherm 2002].

Aus ökonomischer und ökologischer Sicht sollte die Geothermie nur in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) verwendet werden. Dies beschränkt jedoch ihre Nutzung auf Standorte mit hoher Siedlungsdichte und bedeutet einen nötigen Nahwärmenetz-Ausbau.

Eine Kostenabschätzung für geothermisch erzeugten Strom ist auf Grund des Fündigkeitsrisikos und des Pilotcharakters der HDR Kraftwerke schwierig. Pauschen et al.

[Pauschen 2003] kommt für eine Referenzanlage im HDR Verfahren auf einen Preis von 0,22 €/kWh ohne Kraftwärmekopplung und auf 0,18 €/kWh bei zusätzlicher Nutzung der Wärme. Würde man diese Referenzanlage auf einer Temperaturanomalie, wie sie im Oberrheingraben vorliegt, errichten, käme man auf Grund der geringeren Bohrtiefe zu Stromgestehungskosten von knapp 17 ct/kWh ohne KWK, bzw. von 13 ct/kWh mit KWK. Die Kosten werden also sehr standortspezifisch sein und auf Grund der Wärmegutschriften auch von den Kosten der konventionellen Energieträger abhängen.

Da die geothermische Stromerzeugung noch am Anfang ihrer Entwicklung steht, ist davon auszugehen, dass noch ein erhebliches Kostenreduktionspotenzial besteht. Bis 2020 rechnet Nitsch et al. bei einem Zuwachspotenzial von ca. 3 TWh/a mit Stromgestehungskosten von 9 bis 13 ct/kWh und langfristig von 5 bis 10 ct/kWh (Zubau von 20 TWh/a bis 2050) [BMU 2004].

5 TECHNISCHE POTENZIALE ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEUTSCHLAND

5.1 Wasserkraft

Mit der bestehenden Kraftwerksleistung von ca. 4 660 MW und einer Stromproduktion von ca. 21 TWh/a gilt das technische Potenzial der Wasserkraft in Deutschland als weitgehend ausgeschöpft. Der Bundesverband der deutschen Wasserkraftwerke sieht jedoch ein technisches Potenzial von bis zu 40 TWh [BDW], ältere Arbeiten [Kaltschmitt 1993] gehen von 26,5 TWh aus und das Bayerische Umweltministerium kam 1995 in einer Untersuchung auf ein Ausbaupotenzial in Bayern von etwa 1,3 TWh ohne Prüfung der gesamtökologischen Vertretbarkeit im Einzelfall [Precht 1998].

Da der Neubau großer Wasserkraftanlagen in Deutschland als nicht mehr realisierbar gilt, lässt sich das technisch verfügbare Potenzial durch Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen sowie durch den Ausbau kleiner Wasserkraftanlagen um insgesamt ca. 3,6 TWh/a erhöhen [BMU 2004], bei einer Leistung von etwa 800 MW. Dies entspricht ca. 17% der gegenwärtigen Stromproduktion aus Wasserkraft, und damit ungefähr der jährlichen Schwankung der Stromerzeugung durch Wasserkraft.

5.2 Biomasse

Nitsch et al. ermitteln in [BMU 2004] ein technisches Biomassepotenzial für 2020 von 891 PJ/a ohne Energiepflanzenanbau und eine Anbaufläche für Energiepflanzen von 3,4 Mio. ha. Unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen reduziert es sich auf 696 PJ/a und die Anbaufläche für Energiepflanzen auf 1,1 Mio. ha.

In Tabelle 5-1 ist das Potenzial für 2020 nach den einzelnen Brennstoffen aufgeschlüsselt, um die unterschiedlichen Brennstoffarten darzustellen. Um daraus ein Stromerzeugungspotenzial zu erhalten müssen, verschiedene Szenarien angenommen werden, wie z.B. Art des Energiepflanzenanbaus, Hektarertrag, Anteil der KWK, Anteil der Nutzung als Kraftstoffe und Art der Verstromung. Aus eigenen Berechnungen ergibt sich aus den Werten in Tabelle 5-1 ein Stromerzeugungspotential von ca. 80 TWh/a. Dabei ist jedoch zu beachten, dass dies schon auf Grund der Konkurrenz zur Kraftstoff- und Heizungsnutzung eine rein theoretische Abschätzung darstellt.

In [BMU Juni 2005] findet sich ein Potenzial für die Stromerzeugung aus Biomasse von 60 TWh/a bei einer Leistung von 10 GW. Dabei ist bei der Erzeugung teilweise KWK angenommen.

Technische Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland

Tabelle 5-1: Technische Potenziale für Biomassebrennstoffe im Jahr 2020
aus [BMU 2004] Basisszenario

Festbrennstoffe	PJ/a
Stroh	87
Wald- und Schwachholz	219
Zusätzl.erschließbares Holz	140
Waldsaumentwicklung	11
Landschaftspflegegut iwS	45
Offenland	22
Industrierestholz	55
Holz im Hausmüll	20
Altholz	78
Klärschlamm	25
Zoomasse	14
Grünschnitt: Kompensationsflächen	8
Extensives Grünland	14
Zwischensumme	739
Biogas	
Tierische Exkremente und Einstreu	96
Ernterückstände der Landwirtschaft	13
Abfälle aus Siedlung, Gewerbe und Industrie	12
Organ.Siedlungsabfälle	20
Klärgas	7
Deponiegas	4
Zwischensumme	152
Gesamtsumme (ohne Energiepflanzen)	891
Energiepflanzen (Anbaufläche) [Mio. ha]	3,4

5.3 Photovoltaik

Das technische Potenzial der Photovoltaik hängt von der solaren Einstrahlung, vom Wirkungsgrad der Anlage und den zur Verfügung stehenden geeigneten Flächen ab. Die Einstrahlung in Deutschland beträgt pro Jahr ca. 1 000 kWh/m². Sie setzt sich zusammen aus direkter und diffuser Strahlung. Auch die diffuse Strahlung erzeugt in Solarzellen

Technische Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland

Strom. Als Flächen eignen sich Dächer, Fassaden, Lärmschutzwände und unter einem gewissen Vorbehalt auch Freiflächen. Bei der Nutzung von Dachflächen ist zu bedenken, dass hier die Photovoltaik in Konkurrenz zur solarthermischen Nutzung (Gewinnung von Warmwasser) steht.

Kaltschmitt [Kaltschmitt 1993] ermittelte als solartechnisch nutzbares Dachflächenpotenzial eine Fläche von ca. 800 Mio. m². Dieses Potenzial wird von Nitsch et al. [BMU 2004] um 150 Mio. m² Fassadenflächen und um 670 Mio. m² geeignete (da bereits versiegelte) Siedlungsflächen (z.B. Lärmschutzwände) erweitert. Diese 1 620 Mio. m² werden jedoch auf Grund der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeit durch Solarthermie auf 700 Mio. m² eingeschränkt. Die Nutzung von Freiflächen erscheint angesichts dieser bereits sehr großen Potenziale nicht nötig. Aus diesem Flächenpotenzial leitet Nitsch [BMU 2004] eine Leistung von 115 GWp und ein Stromerzeugungspotenzial von 105 TWh/a ab. Diese Werte wurden vom Bundesumweltministerium übernommen [BMU Juni 2005]. [Quaschnig 2000] kommt ebenfalls unter Berücksichtigung der solarthermischen Nutzung zu einem Flächenpotenzial von 1 103 Mio. m² ohne Freiflächen. Bei einem zu Grunde gelegtem Modulwirkungsgrad von 14% ergibt sich daraus ein technisches Potenzial von 154 GWp bzw. 116 TWh/a.

Würde der Photovoltaikzubau in Deutschland weiter mit durchschnittlich 56% pro Jahr wachsen, wäre das technische Potenzial etwa im Jahr 2016 erreicht.

5.4 Windenergie

5.4.1 Onshore-Windenergie

In der Literatur findet man Werte für das technische Potenzial an Land von 55 TWh/a (25 GW) [BMU Juni 2005] bis zu 127 TWh/a [Kaltschmitt 1993]. Nitsch et al. [BMU 2004] hält einen Ausbau der Windkraftleistung an Land von 65 TWh/a (30 GW) für möglich. Zur langfristigen Sicherung der sozialen Akzeptanz der Windenergienutzung (Schutz des Landschaftsbildes) schränkt er dieses Potenzial jedoch auf 45 – 55 TWh/a (20 – 30 GW) ein. Dabei wird angenommen, dass insgesamt 0,5% der Fläche Deutschlands für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen (im Mittel über alle Regionen).

Interessant sind neben dem technischen Potenzial auch die Markteinschätzungen der deutschen Windenergiebranche. Das DEWI [DEWI 2006] prognostiziert für 2030 einen Onshore-Ausbau von 28 GW. Für Offshore wird für 2030 eine installierte Leistung von 30 GW vorhergesagt. Insgesamt wäre demnach 2030 eine Leistung von 58 GW installiert, womit ca. 30% des heutigen Strombedarfs gedeckt werden könnten.

In der Dena-Netzstudie [Dena 2005] geht man für 2015 von einer installierten Leistung von 26,2 GW Onshore und 9,8 GW Offshore aus bei einer Stromerzeugung von 44,7 TWh bzw. 32,5 TWh.

Für den Betrieb von WEA können Kommunen so genannte Vorranggebiete (Eignungsflächen) ausweisen. Bereits bestehende WEA außerhalb dieser Flächen haben Bestandsschutz. Bei einem Repowering würde jedoch die Betriebsgenehmigung erlöschen. Auf Grund der teilweise sehr zögerlichen Ausweisung von Eignungsflächen und der engen Restriktionen (Nabenhöhe, Abstandsflächen) in den ausgewiesenen Eignungsflächen wird befürchtet, dass das Repowering hinter den Erwartungen zurückbleibt [WAB 2005; WAB-BWE 2005].

5.4.2 Offshore-Windenergie

Bei der Ermittlung des technischen Potenzials für OWEA werden nur Gebiete mit Wassertiefen kleiner 40 m betrachtet und berücksichtigt, dass Einschränkungen durch Militärfächen, Naturschutzgebiete, Schifffahrtswege und ähnliche bestehen. Unter diesen Voraussetzungen kommt [DEWI 2001] zu einer nutzbaren Fläche von 3 200 km² und zu einem Potenzial von ca. 67 TWh/a bei einer Leistung von etwa 19 GW.

Die Bundesregierung geht im Rahmen ihres Strategiepapiers zur Windenergienutzung auf See [Bund 2002] davon aus, dass in den ausgewiesenen ca. 540 km² großen Eignungsgebieten in der Nord- und Ostsee unter den gegenwärtigen Bedingungen eine Kapazität von 3,4 bis 6,7 GW möglich wäre. Für eine langfristige Erschließung bis 2025 wäre eine Kapazität von 18 bis 36 GW in den zu erwartenden Eignungsgebieten in der Nordsee möglich. Dabei geht man von einer zur Verfügung stehenden Fläche von ca. 3.500 km² aus und einer flächenspezifischen Nutzungsmöglichkeit von 5 bis 10 MW/km².

In [BMU Juni 2005] wird für Offshore-Wind ein Potenzial von 110 TWh/a bei 30 GW installierter Leistung angegeben.

5.5 Geothermische Stromerzeugung

Das technische Potenzial der geothermischen Stromerzeugung schätzt Jung in [Geotherm 2002] für Deutschland mit 333 600 TWh ab. Dieses Potenzial verteilt sich zu 95% auf kristallines Gestein, das mit HDR erschlossen werden muss, zu 4% auf Störungen (Bruchzonen oder Bruchflächen in der Erdkruste mit erhöhter hydraulischer Durchlässigkeit) und nur zu 1% auf Heißwasseraquifer.

Aus Nachhaltigkeitsgründen sollte dieses Potenzial nur über einen sehr langen Zeitraum (1 000 Jahre) genutzt werden, so dass sich die Gesteinsschichten wieder erwärmen

Technische Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland

können. Damit ergibt sich für Deutschland ein nachhaltiges (quasi regeneratives) Stromerzeugungspotenzial von ca. 321 TWh pro Jahr, entsprechend ca. 50% des deutschen Jahresstromverbrauchs.

Kaltschmitt berücksichtigt in [Geotherm2002] Einschränkungen auf der Nachfrageseite und kommt zu folgenden Nachfragepotenzialen: die Geothermie könnte ohne KWK den gesamten Grundlaststrom von ca. 290 TWh/a liefern. Betreibt man dagegen KWK und geht davon aus, dass die Geothermie die gesamte Niedertemperaturwärme, die durch Wärmenetze bereit gestellt werden könnte, liefern würde (wärmegeführte Stromerzeugung), hätte die geothermische KWK-Stromerzeugung ein Potenzial von 66 TWh/a. Dies würde aber einen erheblichen Ausbau der Wärmeverteilnetze erfordern. Bei einem wärmegeführten Nachfragepotenzial, bei dem nur die bereits bestehenden Fernwärmeversorgungen ersetzt werden würden, ergibt sich ein Strompotenzial von 10 TWh/a.

5.6 Gegenüberstellung von Kosten und Potenzialen

In Tabelle 5-2 und Tabelle 5-3 sind die quantitativen Ergebnisse zur Stromproduktion durch erneuerbare und fossile Energien zusammengefasst. Die Zahlen basieren auf Prognosen und Schätzungen und sind mit einer Reihe von Unsicherheiten behaftet:

- Die gegenwärtig stark schwankende Preisentwicklung der fossilen Energieträger erschweren Kostenprognosen beträchtlich; durch die Berücksichtigung der KWK-Wärmegutschriften hat dies auch Einfluss auf die Marktchancen von Biomasse und Geothermie.
- Die Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energie hängen zum Teil stark von Größe und/oder Standort der Anlagen ab.
- Es gibt eine positive Rückkopplung zwischen zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien und den Stromgestehungskosten: Zum einen führen sinkende Kosten zu einem verstärkten Ausbau (z.B. können dann auch ungünstigere Standorte genutzt werden), zum anderen senken höhere Produktionsmengen die Investitionskosten (Lerneffekt).
- Es bestehen Konkurrenzen mit anderen Nutzungen (z.B. Nutzung von Biomasse zur Hausheizung und als Kraftstoff).

Technische Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der gegenwärtigen Stromproduktion und der Potenziale der erneuerbaren Energien in Deutschland und Abschätzungen der Stromgestehungskosten (Quellen: [BMU 2004], [BMU Juni 2005], [DEWI 2001], [Bund 2002] und eigene Berechnungen)

	Heute			Zukunft (bis 2020)		
	Leistung [MW]	Erzeugung [TWh/a]	Stromkosten [ct/kWh]	Potenzial Erzeugung [TWh/a]	Anteil am Bruttostromverbrauch [%] ⁷⁾	Stromkosten [ct/kWh]
Wasserkraft	4.660	21	2 - 7 ¹⁾	24 - 27	3 - 4	2 - 13 ²⁾
Geothermische Stromerzeugung	0,2	0,0004	13 - 22	66 - 290 ³⁾	10 - 44	9 - 13
Strom aus Biomasse	2.061	9,4	2 - 22	60 - 80 ⁵⁾	9 - 28	4 - 11
Photovoltaik	768	0,6	55 - 80	105 - 116 ⁴⁾	16 - 18	3 - 20 ⁵⁾
Onshore-Wind	18.408	25	5 - 12	45 - 65	7 - 10	5 - 8
Offshore-Wind	0		6 - 8 ⁶⁾	67 - 110	10 - 17	7 - 9

1) nur abgeschriebene Anlagen 2) ohne Neubau 3) je nach KWK-Anteil 4) ohne Freiflächen 5) mit eigenen Berechnungen 6) Anlagen im Ausland, Netzanbindung nicht einbezogen 7) bezogen auf 2004

Tabelle 5-3: Zusammenfassung der gegenwärtigen und für 2020 erwarteten Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke in Deutschland (Quellen: [Öko-Institut 1998], [BMU 2004], [EWI/Prognos 2005], eigene Berechnungen)

	Heute		Zukunft (bis 2020)		Externe Kosten [DLR-ISI 2006] [ct/kWh]
	Strom [TWh/a]	Stromkosten [ct/kWh]	Strom [TWh/a]	Stromkosten [ct/kWh]	
Braunkohle	155	3,4 - 4,6	k.A.	3,2 - 4,7	6,4 - 7,9
Steinkohle	134	2,6 - 4,0	k.A.	2,6 - 4,1	5,7 - 6,3
Erdgas (GuD)	70	3,4 - 6,8	k.A.	3,0 - 7,8	2,9
Kernkraft¹⁾	163	3,2 - 4,6	k.A.	k.A.	k.A.

1) Die Kernenergienutzung in Deutschland wird nach derzeitigem Planungsstand im Jahre 2023 beendet.

Technische Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland

Abbildung 5-1 stellt Kosten und Potenziale der Stromerzeugung in 2020 dar (externe Kosten nicht berücksichtigt). Als Potenzial fossiler Energien wurde die heutige Stromerzeugung zugrunde gelegt. Hieraus wird ersichtlich, dass sich Potenziale und Kostenrahmen von fossilen und erneuerbaren Energien durchaus überschneiden. Die Berücksichtigung von externen Kosten und Kosten für CO₂-Zertifikate oder CO₂-Abtrennung würde die Bilanz weiter zugunsten der erneuerbaren Energien verschieben.

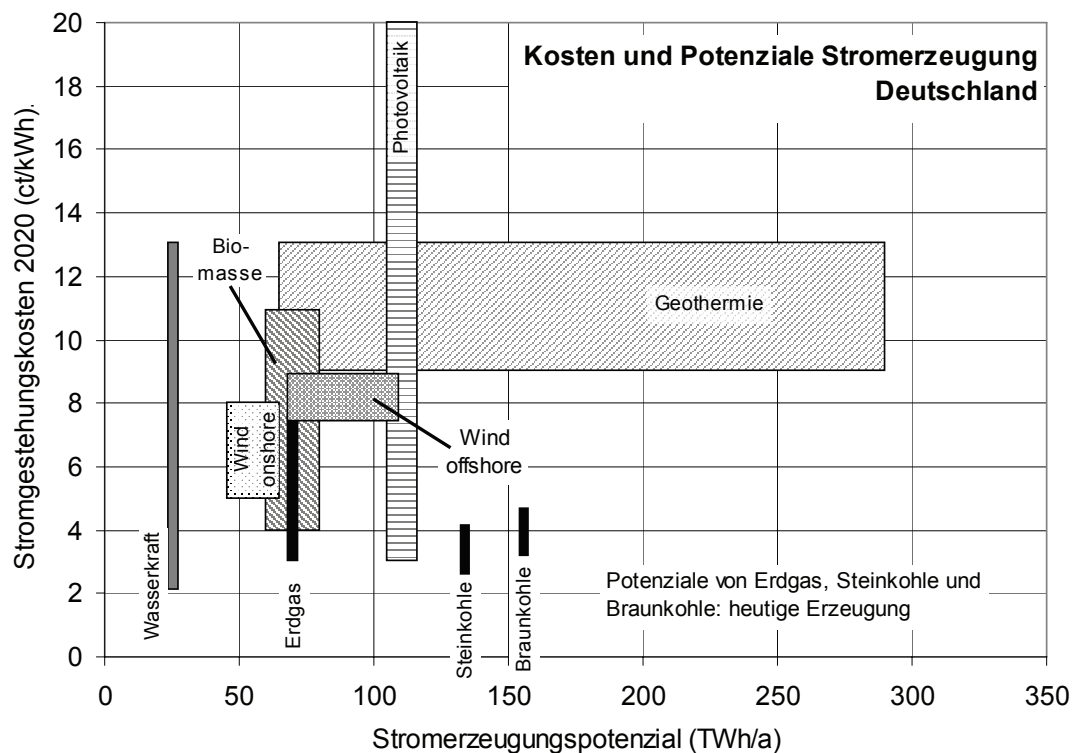


Abbildung 5-1: Kosten für 2020 und Potenziale der Stromerzeugung durch fossile und erneuerbare Energien in Deutschland

Das Potenzial der Offshore-Windenergie übersteigt das von Wasserkraft und Onshore-Wind. Photovoltaik und Geothermie haben zwar theoretisch größere Potenziale, jedoch bestehen hier Konkurrenzen zu andern Nutzungsformen (Nutzung der Gebäudeflächen für Solarthermie anstelle von Photovoltaik; Geothermie für KWK oder Hausheizung). Da für die Offshore-Windenergienutzung nur die Stromerzeugung in Frage kommt, ist ihr Potenzial dagegen als prinzipiell ausschöpfbar zu betrachten.

Die Erzeugungskosten für Strom aus Offshore-Windenergie sind im Verhältnis zu anderen erneuerbaren Energieformen relativ gering und überschneiden sich mit den erwarteten

Kosten für die fossile Stromerzeugung. Erzeugungspotenziale und Kosten unterstreichen die wichtige Rolle, die Offshore-Windenergie in einem künftigen Strommix spielen kann.

Tabelle 5-4 zeigt eine qualitative Einschätzung von Chancen und Risiken erneuerbarer Energieträger in der Stromversorgung aus Sicht der LBST. Die Chancen für einen relevanten Beitrag zur Energieversorgung in 2020 werden bestimmt durch das technische Potential, die zu erwartenden Kosten und die Risiken, die sich für den Ausbau der Nutzung einer Energiequelle ergeben. Ein Hauptrisiko besteht in der Netzintegration, z.B. bezüglich lokaler Zugänglichkeit, fluktuierender Erzeugung sowie des Potenzials für Regelleistung und Netzstabilisierung, sowie ferner die Verfügbarkeit von Wärmeverbrauchern beispielsweise für geothermische KWK. Sonstige Risiken bestehen unter anderem bezüglich Genehmigung, ökologischer Auswirkung, und gesellschaftlicher Akzeptanz.

Tabelle 5-4: Qualitative Einschätzung der Chancen und Risiken erneuerbarer Energieträger in der Stromversorgung

Technologie	Potenzial	Kosten (++ geringste Kosten)	Integration in Netz (++ geringstes Risiko)	Andere Risiken (++ geringstes Risiko)	Chancen: Möglicher Beitrag 2020
Wasserkraft (Zubau)	–	–	++	+	–
Strom aus Biomasse	○	○	++	+	○
Geothermische Stromerzeugung	++	--	+	–	–
Photovoltaik	++	--	○	++	○
Onshore-Wind	○	+	○	+	+
Offshore-Wind	+	+	–	○	++

6 CHANCEN UND RISIKEN DER OFFSHORE-WINDENERGIE

6.1 Status

Der große Vorteil der Nutzung der Offshore-Windenergie ist das riesige Potenzial, das sich auf dem Meer erschließen lässt, was gerade für ein dicht besiedeltes Land wie Deutschland wichtig erscheint. Durch das stärkere und gleichmäßigere Windangebot auf dem Meer kann pro installierter Leistung ein doppelt so hoher Energieertrag erzeugt werden wie an Land [DEWI 2002]. Erste Ergebnisse der Forschungsplattform FINO [Neumann 2006] lassen auf eine mögliche Volllaststundenzahl von 4.500 Stunden schließen.

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Strategiepapier zur Nutzung der Windenergie auf See dafür ausgesprochen, wichtige Voraussetzungen für die Errichtung von Offshore-Windparks zu schaffen [Bund 2002]. Ende Dezember 2005 wurden erstmals besondere Eignungsgebiete für Offshore-WEA (OWEA) in der Nord- und Ostsee festgelegt. Sie befinden sich in der so genannten „ausschließlichen Wirtschaftszone“ (AWZ), also im Bereich jenseits der 12-Seemeilen-Hoheitszone bis zu einer Entfernung von 200 Seemeilen vor der Küste. In diesem Bereich ist für die Genehmigung einer WEA ausschließlich das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zuständig. Dies sollte das Genehmigungsverfahren erleichtern.

Für die Kabeltrasse durch die 12-Seemeilen-Zone und an Land ist ein gesondertes Planungs- und Genehmigungsverfahren durch das zuständige Bundesland nötig. Hier wird von Seiten der Windindustrie beklagt, dass die Genehmigung sehr schwierig und langwierig ist. Ein neues Infrastrukturbeschleunigungsgesetz soll hier in Zukunft eine Vereinfachung ermöglichen. Der erste Entwurf hierzu wurde von der Windbranche als zu mangelhaft beurteilt [BWE 2006].

In der Nord- und Ostsee existieren bereits OWEA vor den Küsten Dänemarks, Schwedens, Großbritanniens und Irlands. Der dänische Windpark Horns Rev ist mit 160 MW bisher der größte und mit 14 km der küstenfernste Windpark. Er ist in einer Wassertiefe zwischen 6 und 12 m errichtet. Auf Grund der intensiven Nutzung der deutschen Küstengewässer (Schifffahrt, Fischerei, Kiesabbau, Militär) und des Naturschutzes (Nationalpark Wattenmeer) werden die meisten Projekte in Deutschland in einer Küstenentfernung von 30 bis 100 Kilometer bei Wassertiefen von 20 bis 35 Meter geplant. Die Parks werden dadurch vom Festland und den Inseln aus praktisch nicht sichtbar sein.

Das BSH informiert auf seinen Internetseiten über die bisher beantragten und geplanten Offshorewindparks. Mittlerweile sind 29 Projekte beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) beantragt. Genehmigt wurden bereits 11, allerdings nur der Windpark selbst und nicht die Kabeltrassen. Bisher wurden erst drei Kabeltrassen teilweise genehmigt. Innerhalb der 12-Seemeilen-Zone wurden einige Windparks bei den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern beantragt [DENA].

Trotz des vielversprechenden Potenzials der Offshore-Windenergie zeichnet sich eine Verzögerung des geplanten Ausbaus um mindestens zwei Jahre ab [DEWI 2006]. Mit einem Baubeginn wird frühestens 2008 gerechnet. Als Gründe hierfür werden genehmigungsrechtliche Schwierigkeiten, aber auch technische Probleme genannt. Sicherlich ist auch auf Grund des boomenden Weltmarktes der Druck auf die Windbranche, sich neue Absatzmärkte auf See zu erschließen, momentan geringer.

Auf Grund des noch hohen wirtschaftlichen Risikos, vor allem im Zusammenhang mit der Netzanbindung, dürfte die Finanzierung eines Windparks noch schwierig sein. Greenpeace schlägt daher vor, dass die Bundesregierung die Finanzierung der ersten 3000 MW Offshore Windleistung mit Bürgschaften absichern sollte. Die sogenannte Case Study schlussfolgert, dass die ersten Offshore-Projekte, bei denen grundlegende Erfahrungen fehlen, stabile und strukturierte finanzielle Unterstützung brauchen, andernfalls können sich die Projekte verzögern oder sogar fehlschlagen [POWER 2006].

6.2 Technische Anforderungen

Prinzipiell stellt die Offshore-Windnutzung keine neue technische Herausforderung dar, da die nötigen Technologien weitgehend aus der Windenergienutzung an Land und der Erdöl- und Ergasförderung verfügbar sind. Vielmehr bestehen die Probleme darin, die technischen Lösungen kostengünstig umzusetzen [DEWI 2002].

Derzeit sind Windkraftanlagen in der Leistungsklasse 2 bis 3 MW für den Offshore Bereich einsetzbar. Anlagen der 5 MW Klasse gelten ab 2008 als einsatzreif. Anlagen mit mehr als 6 MW werden erst nach 2010 erwartet [DEWI 2006].

OWEA unterscheiden sich von WEA an Land hauptsächlich dadurch, dass sie auf Grund der salzhaltigen Luft einen verbesserten Korrosionsschutz und eine geschlossene Generatorkühlung benötigen. Für Wartungsarbeiten sind eine Schiffsanlegestelle und ein Bordkran nötig. Um die Wartungsarbeiten auf ein Minimum zu reduzieren, sollte ein ausgereiftes Fernüberwachungs- und Wartungssystem zur Verfügung stehen. Wartungsarbeiten stellen auf Grund der rauen Wetterbedingungen ein finanzielles Risiko dar. OWEA können eventuell längere Zeit nicht zugänglich sein, so dass lange Ausfallzeiten entstehen können. Die Technik sollte also zuverlässig und wartungsarm sein.

Chancen und Risiken der Offshore-Windenergie

Für die Gründung der Anlagen kommen in den Wassertiefen der geplanten Eignungsgebiete Monopiles, Tripods und Gitterkonstruktionen in Frage. Bei Monopiles wird ein Gründungspfahl mit einem Durchmesser von 3 bis 4,5 m ca. 20 m in den Meeresboden gerammt. Monopiles eignen sich bis zu Meerestiefen von 25 m. Sie haben den Vorteil, dass sie sich relativ einfach und schnell errichten lassen. Bei Tripods wird ein Stahlrohr von einer Dreibeinkonstruktion abgestützt, deren Gründungspfähle einen Durchmesser von ca. 1 m haben. Allerdings können hierfür Bodenarbeiten auf dem Meeresgrund nötig sein. Ähnlich konstruiert sind Gittermasten, die wie Tripods für größere Wassertiefen geeignet sind.

Neuere Windmessungen auf der Forschungsplattform FINO [Neumann 2006] ergeben eine mittlere Windgeschwindigkeit von ca. 10 m/s und Maximalwerte von über 25 m/s. Auf Grund der geringeren Oberflächenrauigkeit ist die Windgeschwindigkeit weniger höhenabhängig als an Land. Die Masten der OWEA können daher verglichen mit WEA an Land niedriger sein. Insgesamt ist die Windlast auf die Anlagen höher. Zu der Windlast kommt die Last durch die Wellen, den Tidenhub und durch Meeresströmungen hinzu. In der Ostsee muss zusätzlich die Last durch Eisgang beachtet werden. Masten und Gründungsbauwerke müssen für die Überlagerung von Wind- und Wellenlasten ausgelegt sein, wobei auch das Schwingungsverhalten der OWEA selbst beachtet werden muss. Die verschiedenen Gründungstechniken zeigen unterschiedliches Schwingungsverhalten.

Auf Grund der kurzen Bausaison auf See sollten Möglichkeiten der Vormontage an Land untersucht werden. Dies setzt wiederum eine geeignete Infrastruktur an Land und Montagekapazitäten auf See voraus.

6.3 Energieübertragung

Bei der Netzanbindung müssen hohe Leistungen über große Entfernungen übertragen werden. Dazu sind je nach Entfernung und Leistungshöhe die Hochspannungsübertragung mit Wechselspannung, die Hochspannungsübertragung mit Gleichstrom (HGÜ) und die Hochspannungsübertragung mit Wechselspannung und gasisoliertem Leiter (GIL) geeignet. Für die interne Verkabelung der einzelnen OWEA eines Windparks bis zum Verknüpfungspunkt mit dem Seekabel gibt es wiederum verschiedene Möglichkeiten, die von der elektrischen Systemtechnik der einzelnen Anlagen abhängen [ISET 2001]. Um so wenige Kabeltrassen wie möglich durch die Küstenregion führen zu müssen, sollten mehrere Windparks zusammengefasst werden. Die Stromerzeugung der gesamten Windparks wird dann die Dimension von Großkraftwerken haben.

Die Ableitung großer Windenergieleistungen über weite Entfernungen wird in der DENA Netzstudie [DENA 2005] als technisch machbar bewertet.

Die Kosten für die Netzanbindung sind jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden, was die Planungssicherheit für Offshore-Projekte maßgeblich beeinträchtigt. In Dänemark und Großbritannien ist die Netzanbindung, wie dies für Kraftwerke an Land üblich ist, auch auf See Sache des Netzbetreibers. Der Windparkbetreiber übernimmt lediglich die interne Vernetzung der Windturbinen. Eine solche Regelung würde zweifelsohne auch in Deutschland den zügigen Ausbau von Offshore-Windenergie vorantreiben.

6.4 Natur- und Landschaftsschutz

Obwohl die Nord- und Ostsee bereits durch die intensive Nutzung wie z.B. Fischerei, Schifffahrt, Militär und auch Erdöl- und Erdgasförderung großen Belastungen unterworfen ist, sollten die zusätzlichen Belastungen durch die Windkraftnutzung beachtet werden. Hierzu hat das Bundesumweltministerium eine ökologische Begleitforschung mit mehreren Forschungsprojekten initiiert. Erfahrungen können letztendlich erst durch den Betrieb der Anlagen gesammelt werden. Daher spricht sich die Bundesregierung auch für einen stufenweisen Ausbau der Offshore-Windenergienutzung aus.

OWEA können eine Störung für Zug- und Seevögel und andere Meerestiere darstellen und so Einfluss auf deren Verbreitung und Verhalten haben. Aktuelle Studien aus Schweden zeigen, dass OWEA Vögel, Delfine und Wale nur geringfügig beeinflussen [BWE].

Die dänischen Offshore-Windparks von Horns Rev und Nysted werden durch ein "Environmental Monitoring Program" begleitet. Konflikte zwischen Windkraftanlagen auf dem Meer und dem Naturschutz stellten sich bisher als nur gering heraus.

Bei OWEA, die in NATURA 2000 Gebieten errichtet werden, finden die Vergütungsregelungen des EEG keine Anwendung. Im Wattenmeer dürfen grundsätzlich keine OWEA errichtet werden.

Während der Bauphase treten Schallemissionen auf, die das Gehör von Meeressäugern zerstören können und damit zu Orientierungsproblemen führen. Auch die Schallemissionen, die während des Betriebs durch Schwingungen entstehen, können die Meeresumwelt beeinträchtigen. Während Schallimmissionen bei WEA an Land gut erforscht sind, bedarf es bei OWEA noch Erkenntnisse, um Standards und Grenzwerte festlegen zu können. Lösungsansätze bestehen jedoch bereits. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen schlägt z.B. für die Bauphase die „akustische Vergrämung der Säuger vor Beginn der Rammarbeiten und eine akustische Isolierung während des Rammens der Fundamente durch Luftblasenschleier“ vor [SRU 2003].

Chancen und Risiken der Offshore-Windenergie

Über mögliche Störungen durch elektromagnetische Felder liegen keine Erkenntnisse vor. Durch geeignete Übertragungskabel („touch-laying“) lassen sich die Umwelteinflüsse jedoch auf ein Minimum reduzieren [SRU 2003].

Die Fundamente der OWEA bilden künstliche Riffe, die die Grundlage für neue bisher nicht ansässige Biotope sein können und so die Meeresfauna verändern können.

Um die Umweltauswirkungen zu minimieren, soll die ökologische Begleitforschung z.B. zu folgenden Punkten Ergebnisse liefern: Empfehlungen zu Grenzwerten, Möglichkeiten zur Minderung der Schallpegel, Identifizierung von angepassten Bauzeitfenstern und Minderung von Eingriffen durch Baukoordination.

Ein großer Vorteil der küstenfernen Offshore-Windenergienutzung gegenüber der Nutzung an Land ist ihre praktische „Unsichtbarkeit“, was zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Offshore-Nutzung beiträgt. OWEA sind nur bis zu einer Entfernung von 5 km komplett sichtbar. Anlagen, die erst in 30 km Entfernung von der Küste errichtet sind, würden also das Landschaftsbild nicht verändern.

6.5 Netzverbund

Offshore Windparks mit einer Leistung im 1 000 MW Bereich können nur an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Dies ist auf Grund des an der Küste schwach ausgebauten Netzes nur an den Standorten Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven, und Leer an der Nordsee und Rostock und Greifswald an der Ostsee möglich. Zu berücksichtigen ist auch, dass auf Grund der UCTE-Vereinbarungen pro Netzeinspeisepunkt keine Leistungen größer als 3 000 MW eingespeist werden dürfen. Dies entspricht der maximalen Reservehaltung im europäischen Verbundnetz.

Bei einer Anbindung der Offshore-Windparks mittels HGÜ könnte die HGÜ auch über weite Strecken bis zu einer Netzanbindung in Regionen mit hohem Energiebedarf an die dortigen Höchstspannungsnetze angeschlossen werden [DEWI 2002]. Dies sollte mit erdverlegten HGÜ-Kabeln erfolgen.

Bei einem weiteren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung bis zu dem geplanten Leistungsbereich von etwa 25 GW wird ein Netzausbau in der Küstenregion erforderlich sein bzw. der Aufbau eines Offshore-Windenergienetzes von der Küste bis zu den Verbrauchszentren in der Mitte Deutschlands [Dena 2005].

Die Genehmigung und der Bau dieser Kabeltrassen werden, wie eingangs beschrieben, als Hindernis für den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung angesehen.

Im Prinzip könnte ein Windpark als Regelleistungserzeuger im Stromnetz dienen, wenn er seine Regelleistung innerhalb von Sekunden auf Anforderung des Netzreglers bereitstellen würde. Dazu müssten die WEA im Normalbetrieb leicht gedrosselt werden, um eine Leistungsreserve zu haben. Der Bundesverband Windenergie lehnt dies jedoch ab mit Hinweis auf die geringen Integrationskosten von Windstrom (für Netzausbau und Reserve), wie sie die Dena-Netzstudie [Dena 2005] ermittelte. Gesamtwirtschaftlich ist es demnach günstiger das Netz auszubauen und herkömmliche Regelkraftwerke einzusetzen, als die WEA zeitweise zu drosseln [BWE].

Zudem ist der Ausbau des Stromnetzes auch eine Voraussetzung für eine Ausweitung des internationalen Stromhandels.

6.6 Wasserstoffproduktion

Durch die Probleme der elektrischen Energieübertragung zum Festland und der Netzeinspeisung und in Erwartung der Einführung von Wasserstoff im Verkehr entstand die Idee, Wasserstoff direkt an Offshore-Plattformen zu erzeugen und an Land zu transportieren. In einer Machbarkeitsstudie der LBST [LBST 2001] für Geo mbH wurden aus technischer Sicht keine k.o.-Kriterien gegen die Offshore-Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und Pipelinetransport gefunden. Die Geo mbH plant aktuell einen küstenfernen Windpark mit Offshore-Wasserstoffproduktion, den „H2-20“ (steht für Wasserstoff und das Jahr 2020) [Geo mbH].

Bei der Speicherung von Strom durch Wasserstoff entstehen hohe energetische Verluste: Bei elektrolytischer Wasserstofferzeugung und anschließender Rückverstromung in Brennstoffzellenkraftwerken können nur ca. 40% des eingesetzten Stroms zurückgewonnen werden.

Eine Rückverstromung von Wasserstoff und Einspeisung ins Netz ist daher nur in Fällen vertretbar, in denen eine technische Notwendigkeit dazu besteht – wie z.B. für die Pufferung eines Inselnetzes, oder zur Bereitstellung von Regelleistung [ISET 2001]. Aktuell beschäftigt sich ein von der Planet GbR geleitetes Projekt mit diesem Thema („HyWindBalance – Wind-Wasserstoff-Systeme zur Bereitstellung von Regelleistung“) [E&M Mai 2006].

In Straßenfahrzeugen muss Energie in einer speicherfähigen Form mitgeführt werden und daher sind verlustbehaftete Umwandlungsschritte hier unvermeidlich. Für den Einsatz als Treibstoff im Verkehr ist die Wasserstoffproduktion aus Offshore-Wind eine interessante Option.

7 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Beurteilung der Potenziale, Chancen und Risiken der Offshore-Windenergie in der deutschen Energieversorgung muss viele Aspekte beachten: die gegenwärtigen technischen und wirtschaftlichen Strukturen und politischen Rahmenbedingungen der Stromerzeugung, absehbare Änderungen, die Bedingungen für eine weitere Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien und die langfristige Position der Offshore-Windenergie innerhalb der erneuerbaren Energien.

Es ist absehbar, dass sich die fossilen Brennstoffe Erdöl und Erdgas in Zukunft weiter verteuern werden. Dies wird Rückwirkungen auf andere fossile Brennstoffe haben, insbesondere auf Steinkohle, die in der Stromerzeugung (anders als Erdöl) eine große Rolle spielt. Diese sich abzeichnenden Entwicklungen haben durchaus den Charakter eines Strukturbruches, wenn sich herausstellen sollte, dass die weltweite Förderung von Erdöl und Erdgas in wenigen Jahren nicht mehr ausgeweitet werden kann und schließlich beginnt zurückzugehen.

Demgegenüber stehen große Fortschritte bei einigen erneuerbaren Energietechnologien, insbesondere bei der Windenergie und auch zunehmend bei der Photovoltaik. Diese Erfolge sind einerseits auf eine langjährige Förderung der Forschung zurückzuführen, andererseits aber zu einem vermutlich größeren Teil auf die staatlich gestützten Markteinführungsprogramme in Ländern wie Deutschland, Japan und Spanien. Es ist absehbar, dass die Windenergie in einer Perspektive von 5-10 Jahren nicht mehr auf bevorzugte Rahmenbedingungen angewiesen sein wird, da durch technische Fortschritte und breite Markterschließung die Kosten weiter sinken werden. Die Schere zwischen steigenden fossilen Energiekosten und sinkenden erneuerbaren Energiekosten wird sich schließen.

Diese Entwicklung wird sich aus Gründen des Klimaschutzes noch verstärken, wenn zukünftig die CO₂-Emissionen zunehmend eingepreist werden. Die Liberalisierung der Energiemärkte begünstigt die Tendenz zu dezentralen Kraftwerken mit geringerer und kürzerer Kapitalbindung. Auch dies ist ein struktureller Vorteil für Windkraftanlagen.

Die relativen Chancen einer erneuerbaren Energietechnologie werden wesentlich bestimmt vom Erzeugungspotenzial auf der einen Seite und dem Kostendegressionspotenzial auf der anderen Seite. Hohe Erzeugungspotenziale und hohe Kostendegressionspotenziale sind charakteristisch sowohl für die Windenergie wie auch für die Photovoltaik. Windenergie ist im Augenblick noch deutlich günstiger als Photovoltaik und wird diesen Vorsprung wohl auch noch einige Zeit behalten. Auf lange Sicht muss das jedoch nicht so

bleiben. Windenergie und insbesondere Offshore-Windenergie haben jedoch den Vorteil, nicht vom Tag/Nacht-Rhythmus abhängig zu sein.

Deutschland steht vor tiefgreifenden Umstrukturierungen in der Elektrizitätswirtschaft. Einerseits ist der mittelfristige Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen (auch eine Verlängerung der Restlaufzeiten würde daran grundsätzlich nichts ändern), andererseits ist es ein politisches Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien deutlich zu steigern. Beide Faktoren führen dazu, dass in den nächsten Jahrzehnten ein erheblicher Ersatzbedarf an neuen Erzeugungskapazitäten besteht. Keine andere erneuerbare Energie außer Offshore-Windkraft ist in der Lage, in dieser Situation einen wesentlichen Beitrag zu leisten.

Der Einstieg und der Ausbau der Offshore-Windenergie hat jedoch noch einige Hürden zu überwinden, die technischer und wirtschaftlicher Art sind. Diese Hürden sind aber überwindbar. Wesentliche Voraussetzungen sind der Ausbau und die Verstärkung der Hochspannungsnetze und die Netzanbindung der Offshore-Windparks sowie eine strukturierte finanzielle Unterstützung zur Abdeckung der wirtschaftlichen Risiken der ersten Projekte.

Die Offshore-Windenergie hat dort, wo die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen erfüllt werden können, keine Akzeptanzprobleme. Die ökologische Begleitforschung ist Voraussetzung für einen naturverträglichen Ausbau.

Langfristig bietet die Offshore-Windenergie auch die Chance, erneuerbaren Kraftstoff in Form von Wasserstoff zu erzeugen. Knappheiten bei Öl und Gas sowie die Marktreife von Brennstoffzellen-Fahrzeugen in den nächsten 10 bis 15 Jahren können zu einem schnell wachsenden Markt für erneuerbar erzeugten Wasserstoff führen.

Das Interesse an Offshore-Windenergienutzung nimmt international zu. Einige Länder betreiben bereits küstennahe Offshore-Windparks und sind Deutschland darin voraus. Die deutsche Windindustrie wird Ihre derzeitige technologische Führungsposition mittelfristig nicht behaupten können, wenn Erfahrungen im Bau von Offshore-Windparks fehlen. Wichtige Exportmärkte könnten dadurch nicht erschlossen werden. Daher sollten schnellstmöglich günstige Rahmenbedingungen für eine baldige Realisierung von deutschen Offshore-Projekten geschaffen werden.

Literatur

8 LITERATUR

- [BAFA] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Internetpräsenz, 05. Mai 2006.
- [BDW] Bundesverband der deutschen Wasserkraftwerke Infoseiten
www.wasserkraft.org
- [BINE 05/03] BINE Informationsdienst projekt info 05/03: „Offshore – Windenergie vor der Küste“ www.bine.info
- [BINE 05] BINE Informationsdienst themen info III/05 „Photovoltaik – Innovationen bei Solarzellen und Modulen“ www.bine.info
- [BINE 07/04] BINE Informationsdienst projekt info 07/04: „Ökologische Begleitforschung zur Offshore Windenergienutzung“ www.bine.info
- [BMU 2004] Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal März 2004 (Langfassung)
- [BMU 2006] Entwicklung der erneuerbaren Energien 2005 – Aktueller Sachstand – Stand März 2006, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [BMU Dez2005] Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Wuppertal, Dezember 2005
- [BMU Juni2005] Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2005
- [BMU k2004] Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal März 2004 (Kurzfassung)
- [BMU] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Infoseiten www.erneuerbare-energien.de

- [BMWi 2006] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, „Energieversorgung für Deutschland – Statusbericht für den Energiegipfel am 3.4.2006“, Berlin, März 2006.
- [BMWi] Bundesministerium für Wirtschaft, Energiestatistiken von www.bmwi.de
- [Bremer Energieinstitut 2004] Maren Hille, Jürgen Gabriel, Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten an der deutschen Nordseeküste bei Ausbau der Windenergienutzung, Bremer Energieinstitut, August 2004.
- [BSW] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. www.solarwirtschaft.de
- [Bund 2002] Strategiepapier der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See, Januar 2002
- [BWE] Bundesverband Windenergie e.V. www.wind-energie.de
- [BWE 2006] Bundesverband Windenergie, „Beschleunigungsgesetz mit angezogener Handbremse“, Pressemitteilung vom 06. April 2006
- [Campbell 2002] Campbell, C.J., Liesenborghs, F., Schindler, J., Zittel, W., „Ölwechsel! Das Ende des Erdölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft“, Global Challenges Network, dtv, München, 2002.
- [Dena 2005] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Endbericht, Köln, Februar 2005.
- [DENA] Internetseiten www.deutsche-energie-agentur.de und www.offshore-wind.de
- [DEWI 2002] T. Neumann et al. Deutsches Windenergie-Institut GmbH: „Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 2 – Endbericht“, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, November 2002
- [DEWI 2006] Deutsches Windenergie-Institut GmbH: „WindEnergy Study 2006, Markteinschätzung der Windindustrie bis zum Jahr 2014“ von www.dewi.de
- [DLR 2005] W. Krewitt, M. Nast, J. Nitsch, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., „Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik“ Stuttgart, März 2005
- [DLR-ISI 2006] W. Krewitt, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Stuttgart; B. Schlomann, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe: „Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern“, Gutachten im Rahmen von

Literatur

- Beraterleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, April 2006
- [DoE 2004] U.S. Department of Energy, "International Energy Outlook 2004", Washington, April 2004.
- [E&M Mai 2006] Ralf Köpke, „Früh, aber nicht zu früh“, in Energie und Management - Zeitung für den Energiemarkt, Sonderteil „Offshore-Windenergie“, Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching, 1. Mai 2006.
- [EWI/Prognos 2005] EWI, Prognos AG, „Energierport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Kurzprognose“, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln, Basel, April 2005.
- [Fichtner 2003] Fichtner : Gutachten zur Berücksichtigung großer Laufwasserkraftwerke im EEG, Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart 2003
- [Frankfurter Finance 2005] Frankfurter Finance, Newsletter November 2005, <http://www.frankfurterfinance.de/archiv/2005/11-2005-tournigan-uran.htm>
- [Fritsche 2004] Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse,
- [Geo mbH] Website der Geo mbH, Enge-Sande, www.geo-mbh.com
- [Geotherm 2002] Fachtagung „Geothermische Stromerzeugung – eine Investition in die Zukunft“ Landau/Pfalz Juni 2002, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz
- [GtV 2006] Geothermische Vereinigung e.V. www.geothermie.de
- [IE 2003] Institut für Energetik und Umwelt: Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des EEG, Endbericht, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben 20141132 im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, Leipzig 2003
- [IEA 2002] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2002", Paris, 2002.
- [IEA 2004] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2004", Paris, 2004.
- [ISE] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Internetseiten www.ise.fhg.de

- [ISET 2001] M. Durstewitz, B. Hahn, M. Hoppe-Klipper, (ISET e.V.): „Offshore-Windenergienutzung in der AWZ, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Kassel 2001
- [ISET] Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V., Kassel www.iset.de
- [Kaltschmitt 1993] M.Kaltschmitt, A. Wiese: Erneuerbare Energieträger in Deutschland, Springer Verlag 1993
- [Kaltschmitt 2006] Informationen auf den Internetseiten des Instituts für Energetik und Umwelt www.energetik-leipzig.de
- [LBST 2001] L-B-Systemtechnik, „Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks: 'Killer-Kriterien', grobe Auslegung und Kostenabschätzung“, 2001, www.lbst.de
- [Neumann 2006] T. Neumann, V. Riedel: „FINO 1 Platform: Update of the Offshore Wind Statistics“ in DEWI Magazin, Nr. 28 Februar 2006
- [Öko-Institut 2005] Bauknecht, D., „Energiewirtschaftliche Bewertung Braunkohletagebau Garzweiler I/II“, Öko-Institut e.V., Freiburg, Februar 2004.
- [Paschen 2003] H. Paschen, D. Oertel, R. Grünwald: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Arbeitsbericht Nr. 84, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag 2003
- [Photon 3-06] Photon, Das Solarstrommagazin, März 2006
- [POWER 2006] International project “Pushing Offshore Wind Energy Regions” (POWER), Case Study: European Offshore Wind Farms - A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms - Final Report, Deutsche WindGuard GmbH, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), University of Groningen, 2006.
- [Precht 1998] MR P. Precht: Istzustand, Ausbaupotentiale und Förderung der Wasserkraft in Bayern; in Berichte vom Symposium Fließgewässerschutz Wasserkraftnutzung, München April 1998
- [Quaschnig 2000] V. Quaschnig, „Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 437, VDI Verlag Berlin 2000
- [REN21 2005] Globaler Statusbericht 2005 Erneuerbare Energien, Bericht des Worldwatch Institute für das REN21-Netzwerk, Hauptautor Eric Martinot, www.ren21.net
- [RWE 2005] RWE Geschäftsbericht 2005

Literatur

- [sfv] Bundesweite Ertragsaufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen, Durchschnittlicher Ertrag der Jahre 2000 bis 2005, www.sfv.de
- [SRU 2003] Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU), Windenergienutzung auf See – Stellungnahme, Berlin, April 2003.
- [Staiß 2003] F. Staiß: Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03. Hrsg. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein-Verlag, Radebeul 2003
- [taz 2006] taz, Die Tageszeitung, „Der Stoff wird nur exportiert“, Berlin, 04.04.2006.
- [WAB 2005] Studie im Auftrag der Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen e.V., „Potenzialanalyse Repowering in Deutschland“, Endbericht, 22. Februar 2005
- [WAB-BWE 2005] Studie im Auftrag der Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen e.V. und des Bundesverbandes Windenergie e.V., „Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Potenzial des Repowering am Beispiel ausgesuchter Landkreise und Gemeinden“, Endbericht, November 2005
- [WETO 2003] European Commission, DG Research, „World energy, technology and climate policy outlook 2030 (WETO)“, Brüssel, 2003.
- [World Nuclear] www.world-nuclear.org



**Freie
Hansestadt
Bremen**

Windenergie-Agentur

Bremerhaven/Bremen e.V.

Schifferstraße 10–14

27568 Bremerhaven, Germany

T +49(0)471/39177-0

F +49(0)471/39177-19

info@windenergie-agentur.de

www.windenergie-agentur.de