

Regenerative Energiequellen – Pfeiler einer örtlichen Energieversorgung?

Prof. Dr.-Ing. **A. Voß** VDI, Stuttgart

Zusammenfassung

Der Vortrag behandelt den Entwicklungsstand und die Entwicklungsperspektiven der Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen, diskutiert ihre Wirtschaftlichkeit und schätzt ihre Versorgungspotentiale ab. Dabei wird auf ihre Bedeutung für örtliche Energieversorgungssysteme besonders eingegangen.

1 Einleitung

In der Diskussion um das Für und Wider der Nutzung regenerativer Energiequellen wird immer wieder darauf verwiesen, daß diesen Optionen für die dezentrale, örtliche Energieversorgung eine besondere Bedeutung zukommt. Im folgenden soll deshalb der Versuch gemacht werden, auf diesen Problemkomplex näher einzugehen und die Rolle der Regenerativen für unsere Energieversorgung nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand zu umreißen. Bevor auf die technisch-wirtschaftlichen Aspekte einzelner Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen näher eingegangen wird, sei eine mehr allgemeine Anmerkung vorangestellt, die gleichzeitig versucht, einige in diesem Kontext verwendeten Begriffe zu definieren.

Zwei der Begriffe, die in der Diskussion um die örtliche Energieversorgung eine Rolle spielen, sind die der "zentralen" und "dezentralen" Energieversorgung, wobei die Begriffsinhalte nicht scharf umrissen sind. Hier sei unter einem zentralen Energieversorgungssystem ein System verstanden, bei dem die Energie an einem Ort in großen Einheiten gewonnen bzw. umgewandelt wird und von dort über z.T. weite Entfernungen zum Verbraucher transportiert wird. Eine dezentrale Energieversorgung wandelt im Gegensatz dazu die Primärenergie direkt am Ort des Verbrauchs (oder in unmittelbarer Nähe) in der Regel in kleinen Konversionseinheiten in die gewünschten Energieträger oder Nutzenergien um. Folgt man dieser Definition, dann fallen viele der heute diskutierten Nutzungstechniken der regenerativen Energiequellen wie z.B. solare Kraftwerke, Wasserkraftwerke sowie Systeme zur Erdwärmenutzung in die Kategorie der zentralen Systeme. Nur solche, die eine regenerative Energiequelle vor Ort nutzen, die wie die solare Strahlung über weite geographische Bereiche ein relativ ortsunabhängiges Potential anbieten, wären als dezentrale

Systeme aufzufassen. Die Nutzung von Windenergie in sogenannten Windfarmen wäre als Mischform anzusehen. Dies weist auch auf die Schwierigkeiten einer genauen Abgrenzung der Begriffe hin und stellt damit die Nützlichkeit der Begriffspaarung "zentral-dezentral" für die energiepolitische Diskussion in Frage. Wichtig ist noch die Feststellung, daß ein mehr oder weniger zentrales Energiesystem dann notwendig wird, wenn der Energieverbrauch von dem Energievorkommen räumlich getrennt ist. So war der Übergang von einer vornehmlich auf regenerativen Energiequellen aufbauenden Energieversorgung im letzten Jahrhundert auf die fossilen Energieträger Kohle, Öl und Gas zwangsläufig auch ein Schritt in Richtung auf eine mehr zentrale Energieversorgung, da die Kohle-, Öl- und Erdgasvorkommen und die Orte des Verbrauchs räumlich auseinander lagen.

Ohne die Begriffsproblematik weiter zu vertiefen sollte deutlich geworden sein, daß die Nutzung regenerativer Energien keineswegs mit einer dezentralen Energieversorgung gleichzusetzen ist. Darüber hinaus können Begriffe wie "zentral" oder "dezentral" kein geeigneter Maßstab und kein sinnvolles Bewertungskriterium für eine Energieversorgung sein, die sich an den Belangen der Verbraucher orientiert und die nachgefragte Energie bei Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlage und der Umwelt zu gesamtwirtschaftlich vertretbaren Kosten bereitstellen soll.

Im folgenden wird nun auf die Nutzungsmöglichkeiten, den Entwicklungsstand sowie die derzeitige und zukünftig zu erwartende Kostensituation einzelner Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen näher eingegangen und der zukünftige Beitrag zu unserer Energieversorgung abgeschätzt.

2 Globales Potential der regenerativen Energieträger

Der weltweite Primärenergieverbrauch liegt derzeit bei rund 250 EJ bei einer Weltbevölkerung von rund 5 Milliarden. Diese Nachfrage wird gedeckt aus

- Mineralöl mit rund 36 %
- Stein- und Braunkohle mit rund 29 %
- Erdgas mit rund 19 %
- Wasserkraft mit rund 6 %
- Brennholz mit rund 5 %
- Kernenergie mit rund 5 %

Aus den Zahlen wird deutlich, daß der Anteil der regenerativen Energieträger am weltweiten Primärenergieeinsatz in der Größenordnung von nur etwa 11 % liegt. Im Gegensatz zu dem vergleichsweise geringen Anteil gibt es eine ganze Reihe erneuerbarer Energieträger, die zur Erzeugung von Strom, Wärme und u.U. auch flüssigen Brennstoffen herangezogen werden könnten. Abb. 2.1 zeigt einen Überblick über die vielfältigen Möglichkeiten [1]. Die erneuerbaren Energien werden dabei eingeteilt in solche, die die in der Umwelt enthaltene potentielle und kinetische Energie nutzen (z.B. Wind- und Wasserkraft), die die Wärme- und Strahlungsenergie ausnutzen (z.B. extraterrestrische Strahlung und die Wärme des Erdinnern) und die, die chemisch gebundene Energie nutzbar machen (z.B. Biomasse).

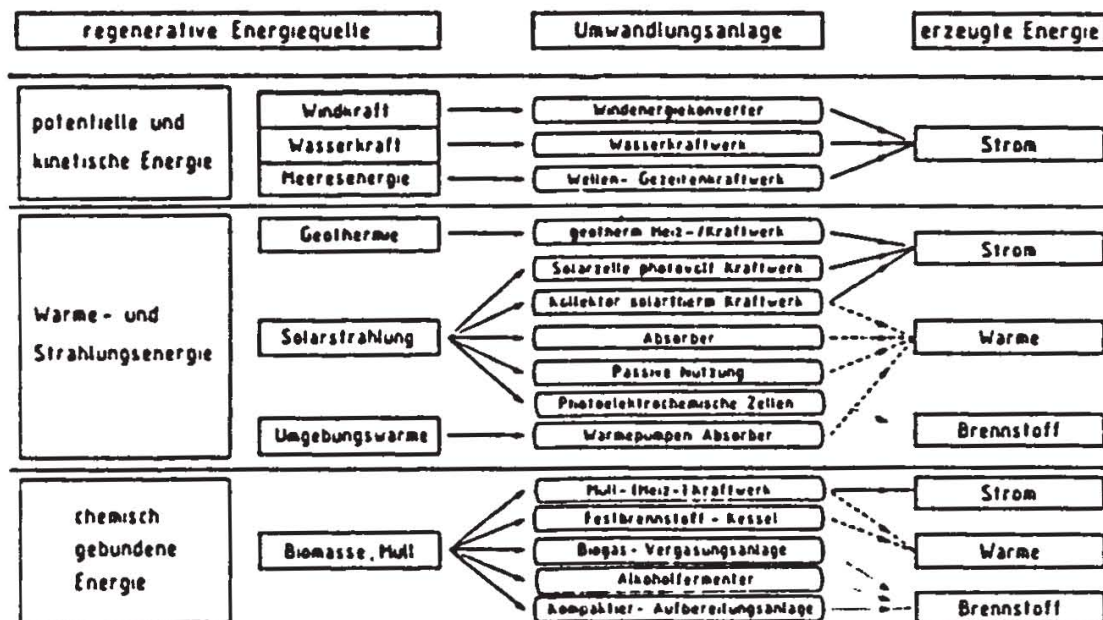


Abbildung 2.1: Einteilung der Umwandlungssysteme regenerativer Energie [1]

Die theoretischen und technisch nutzbaren Potentiale der hier betrachteten erneuerbaren Energieträger sind unterschiedlich hoch. Abb. 2.2 zeigt die weltweiten theoretischen und bis ins Jahr 2100 möglicherweise realisierbaren Potentiale ausgewählter erneuerbarer Energiequellen [2]. Es wird deutlich, daß die höchsten Potentiale mit der Nutzung der

Sonnenenergie verbunden sind. Dann folgt die energetische Nutzung von Biomasse, die ebenfalls eine indirekte Sonnenenergienutzung darstellt.

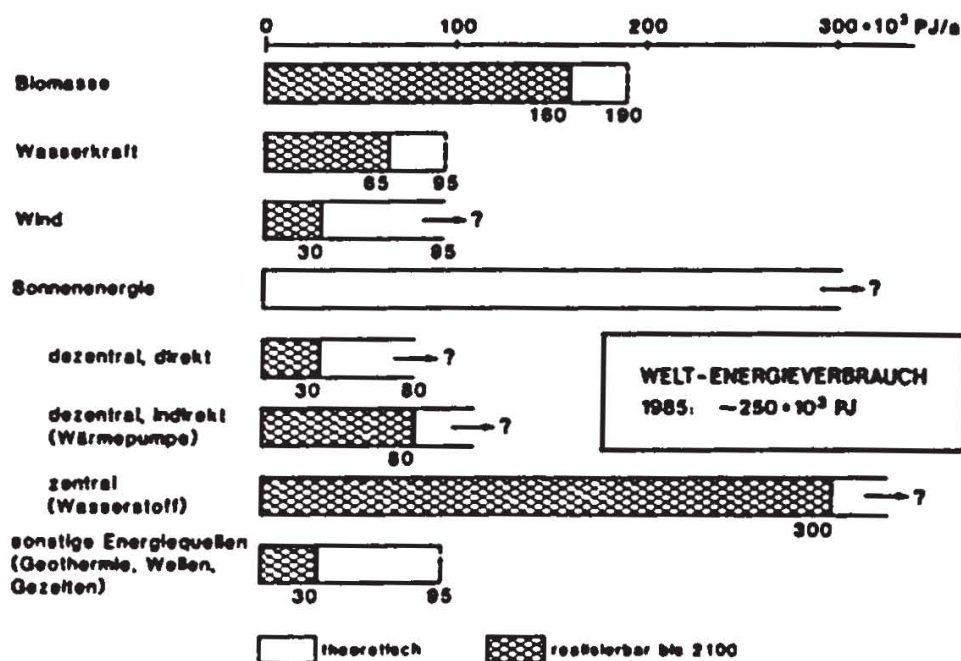


Abbildung 2.2: Weltweites Potential an erneuerbaren Energiequellen [2]

Diese Relationen des quantitativen Angebots der verschiedenen regenerativen Energiequellen gelten auch für die Bundesrepublik Deutschland. Die Nutzungspotentiale an einem konkreten Standort oder einem kleinräumigen Bereich können sich natürlich prinzipiell anders darstellen.

3 Systeme und Verfahren zur Stromerzeugung

Aus der Vielzahl der Möglichkeiten (vgl. Abb. 2.1) aus erneuerbaren Energieträgern Strom zu gewinnen, werden im folgenden diejenigen behandelt, die sich entweder durch eine bereits großtechnisch erfolgte Nutzung (z.B. bei der Wasserkraft), eine schon relativ ausgereifte Technik (z.B. bei der Elektrizitätsgewinnung aus Windkraft) oder ein hohes Potential (z.B. bei der photovoltaischen Stromerzeugung) auszeichnen.

3.1 Wasserkraftnutzung

Die Wasserkraft ist die wichtigste erneuerbare Energiequelle, die zur Bereitstellung elektrischer Energie derzeit genutzt wird. Es handelt sich um eine etablierte und robuste Technik, wenn man bedenkt, daß heute z.T. noch Kleinwasserkraftwerke in Betrieb sind, die um die Jahrhundertwende installiert wurden.

Mit einem Anteil von 4,1 % an der gesamten Bruttostromerzeugung der Bundesrepublik lag die Elektrizitätsgewinnung aus Laufwasserkraftwerken in der Größenordnung von 17,3 TWh/a (Stand 1987) [3] und damit knapp unterhalb der Stromerzeugung aus Erdgas. Dabei muß jedoch beachtet werden, daß von dieser Erzeugung elektrischer Energie nur knapp 3 % aus Anlagen stammt, die eine installierte Leistung von unter 1 MW aufweisen [4].

Das technische Potential der Wasserkraftnutzung in der Bundesrepublik liegt, verschiedenen Untersuchungen zufolge (vgl. [4]), zwischen rund 20 und 35 TWh/a und ist damit, zumindest was die größeren Anlagen anbetrifft, fast ausgeschöpft. Nur bei kleineren Laufwasserkraftwerken ist, insbesondere in Süd- und Mitteldeutschland, noch ein gewisses technisch realisierbares Potential gegeben.

So ergab eine Untersuchung des Wasserkraftpotentials in Baden-Württemberg [5], daß hier ein technisch nutzbares Potential von rund 6,3 TWh/a gegeben ist. Davon werden gegenwärtig weniger als 4 TWh/a (Erzeugung 1987 3,72 TWh/a) ausgeschöpft. Dies entspricht einem Beitrag von rund 8 % zur gesamten Bruttostromerzeugung in diesem Bundesland (46,5 TWh im Jahr 1987) [4]. Dieses bisher nicht genutzte Potential könnte durch eine Vielzahl von Maßnahmen erschlossen werden, die vom Einbau neuer Maschinensätze mit größerer Leistung in bereits vorhandene Staustufen über die Reaktivierung stillgelegter Anlagen bis zum kompletten Neubau reichen.

Regional betrachtet sieht die Situation wieder anders aus. Untersucht man beispielsweise die Region Neckar-Alb näher, ergeben sich die auf Abb. 3.1 dargestellten Potentialbänder. Dabei spiegelt die Breite des Bandes das Wasserkraftpotential des entsprechenden Flußabschnittes wieder.

Bei den dargestellten Flüssen der Region Neckar-Alb liegt das Linienpotential in der Größenordnung von 37,5 MW, das theoretische Jahresarbeitsvermögen bei ca. 329 GWh. Dieses Potential könnte nur durch einen lückenlosen Ausbau sämtlicher, auch kleinster Gewässer ohne freie Fließstrecken voll nutzbar gemacht werden. Dies ist jedoch aus vielerlei Gründen weder möglich noch wünschenswert.

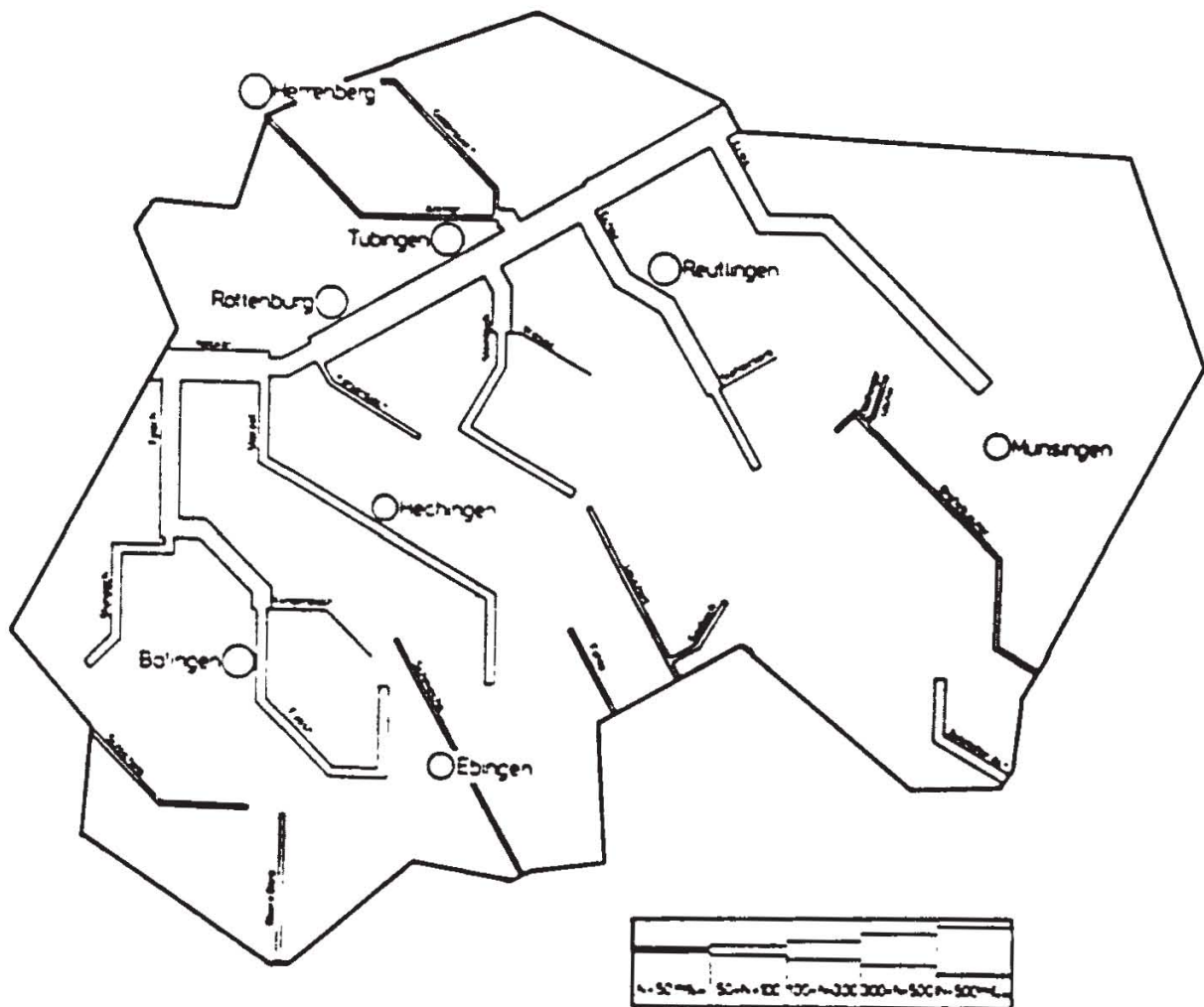


Abbildung 3.1: Potentialbänder der Flüsse in der Region Neckar-Alb [6]

Von diesem Potential wird derzeit bei einer installierten Leistung von ca. 10 MW hauptsächlich in kleineren Anlagen (installierte Leistung unter 1 MW, oft auch kleiner als 100 kW) ein Jahresarbeitsvermögen von 48,7 GWh ausgenutzt. Eine verstärkte Nutzung dieses Potentials könnte z.B. durch eine Modernisierung der bereits existierenden Anlagen, einer Revitalisierung stillgelegter Laufwasserkraftwerke und durch einen Neubau von Wasserkraftanlagen an bisher ungenutzten Standorten realisiert werden. Durch zusätzliche technische Verbesserungen könnte die installierte Laufwasserkraftleistung um rund ein Fünftel der derzeit installierten Leistung erhöht werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit durch die Inbetriebnahme neuer bzw. stillgelegter Anlagen ein Potential in der gleichen Größenordnung zu erschliessen. Dann wäre in der Region bei einer installierten Leistung von 14,4 MW ein mittleres Jahresarbeitsvermögen von 71,6 GWh verfügbar. Dies entspricht einer Zunahme der aus Wasserkraft gewonnenen elektrischen Arbeit von knapp 50 %. Die dafür aufzubringenden Kosten zeigt die Kosten-Potentialkurve in Abb. 3.2. Aus dieser Darstellung geht hervor, daß ein Großteil des Potentials zu relativ moderaten Kosten erschlossen werden könnte [6]. Insbesondere bei einem Neubau von Anlagen gibt es jedoch eine Reihe von Restriktionen (u.a. Wasserechte, Natur- und Landschafts-

schutzgesetzgebung), sodaß hier eine tatsächliche Ausschöpfung des gegebenen Potentials unwahrscheinlich erscheint.

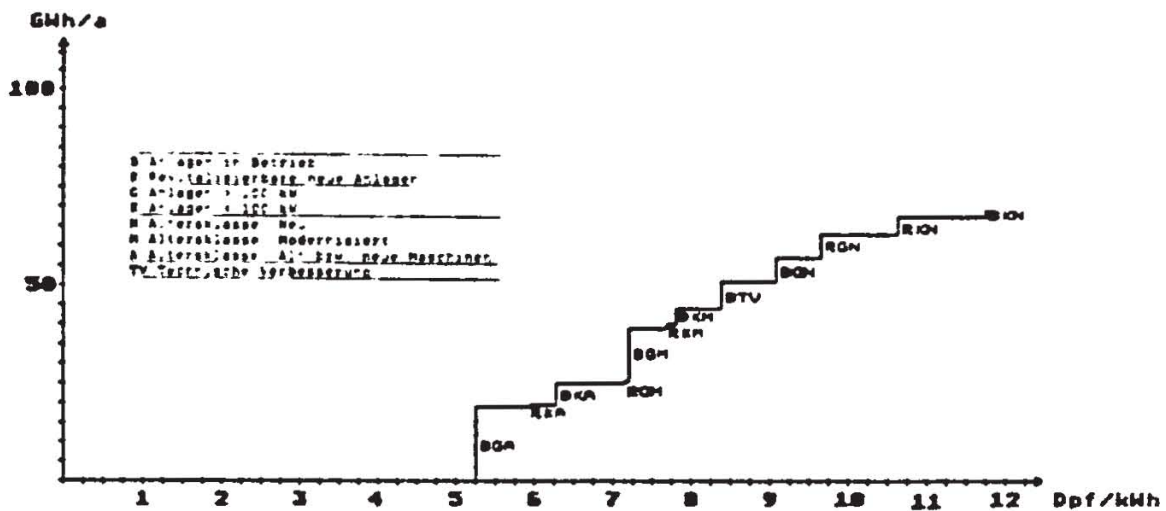


Abbildung 3.2: Kosten-Potential-Funktion der Wasserkraftnutzung in der Region Neckar-Alb [6]

Entgegen der landläufigen Meinung gibt es, insbesondere in den Mittelgebirgen Süd- und Mitteldeutschlands, noch beachtliche ungenutzte Wasserkraftpotentiale, die für die örtliche Energieversorgung von Bedeutung sein können. Die technischen Möglichkeiten sowie die Wirtschaftlichkeit sind dabei in jedem konkreten Einzelfall zu ermitteln und zu prüfen.

3.2 Windkraftnutzung

Auch die Nutzung der Windkraft ist nicht neu. Sie hatte jedoch um die Mitte dieses Jahrhunderts praktisch keine energetische Bedeutung mehr. Nach dem ersten Ölpreisschock 1973 wurde die Energiegewinnung aus Windkraft jedoch erneut forciert und bis heute zur Anwendungsreife für die Stromerzeugung weiterentwickelt. Von den mehr als 100.000 Windenergiekonvertern, die derzeit weltweit in Betrieb sind, wird nur rund ein Fünftel zur Stromerzeugung im Netzbetrieb gefahren. Diese Anlagen weisen eine installierte Gesamtleistung von rund 2 GW_e mit einer jährlichen Stromproduktion von ca. $1,8 \text{ TWh}$ auf [7].

Von der technischen Seite sind prinzipiell keine entscheidenden Entwicklungssprünge im Verlauf der letzten Jahre zu verzeichnen. Nach wie vor lassen sich drei verschiedene Entwicklungslinien unterscheiden. Dabei können die stall-geregelten kleinen Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 10 und 100 kW und einem mittleren Rotordurchmesser zwischen 10 und 20 m, die mittleren Windenergiekonverter mit Leistungen zwischen 100 und 500 kW (Rotordurchmesser zwischen 20 und 30 m) sowie die großen Anlagen mit Leistungen von 1 bis 3 MW (Rotordurchmesser zwischen 50 und 100 m) unterschieden werden.

Bei den kleinen Windkonvertern mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW kann heute davon ausgegangen werden, daß diese Anlagen weitgehend technisch ausgereift und erprobt sind. Dieser Windkraftanlagentyp ist deshalb schon vielfach im weltweiten Einsatz (Altamondpass, Californien; Dänemark; Windparks in Norddeutschland). Bei größeren Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 250 kW wurden in der jüngeren Vergangenheit diverse neue Anlagen installiert (z.B. je eine Anlage HSW 250 bei Husum, bei Bredstedt, bei Schleswig und auf Fehmann [8]). Auch hier dürften keine grundlegenden technischen Verbesserungen und Entwicklungssprünge mehr möglich sein, da schon ein erhebliches Erfahrungspotential besteht. Auf der anderen Seite wird es in Zukunft noch eine Reihe von Detailverbesserungen geben. Nur bei ganz großen Konvertern mit installierten Leistungen von mehr als 1 MW kann von technisch ausgereiften Anlagen noch nicht die Rede sein. Hier sind noch größere Anstrengungen im Bereich Forschung und Entwicklung notwendig. Diesem Bedarf an zusätzlichem Erfahrungspotential tragen auch die verschiedenen, für die nächsten Jahre an der Nordseeküste fest geplanten Anlagen Rechnung (z.B. ein Aeolus II mit einer Generatorleistung von 3 MW bei Wilhelmshafen ab Frühjahr 1991 und eine WKA 60 der Firma MAN im Kaiser Wilhelm-Koog mit einer Leistung von 1,4 MW ab Herbst 1991 [8]).

Die Windkraftpotentiale sind, wie dies wohl bei keinem anderen Energieträger so extrem der Fall ist, von den jeweiligen Gegebenheiten an dem konkreten Standort abhängig. Trotzdem ist prinzipiell die jahresmittlere Windgeschwindigkeit und damit der Energieinhalt der bewegten Luftmassen grob von der Höhe des jeweiligen Ortes über dem Meeresspiegel und von der Bepflanzung bzw. Bebauung in der näheren Umgebung des Standortes abhängig. Dies geht auch aus Abb. 3.3 hervor, die am Beispiel Baden-Württembergs Zonen gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit zeigt [9]. Hier werden insbesondere die Höhenlagen der Mittelgebirge deutlich. So sind beispielsweise die höchsten Windenergiepotentiale im Bereich des Feldberges im südlichen Hochschwarzwald gegeben. Hier liegt die jahresmittlere Windgeschwindigkeit im Mittel zwischen 5 und 6 m/s (Feldbergspitze bei rund 8 m/s). Die hier ausgewiesenen Gebiete stellen jedoch nur Zonen gleicher jahresmittlerer Windgeschwindigkeit und noch keine Potentiale dar. Hier müssen zunächst die Siedlungsgebiete, Straßen- und Wasserflächen und sonstigen Gebiete berücksichtigt werden, die für eine Belegung mit Windenergiekonvertern generell ausscheiden. Dies gilt auch für Taleinschnitte und ähnliche geschützt liegende Flächenanteile, die durch eine außergewöhnlich niedrige durchschnittliche Windgeschwindigkeit gekennzeichnet sind. Weiterhin müssen Flächen berücksichtigt werden, die infolge von Gesetzen des Bundes oder Landes außerordentlich geschützt sind (z.B. Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Naturparks, etc.). Zusätzlich müssen Aspekte des Landschaftsschutzes in Fremdenverkehrszonen (z.B. Hochschwarzwald), Probleme mit der z.T. nicht unerheblichen Lärmbelastigung, die auch bei Windenergiekonvertern gegebene Akzeptanzproblematik und ähnliche Problembereiche berücksichtigt werden. Deshalb sind bei einer Abschätzung der Windkraftpotentiale wie bei keinem anderen regenerativen Energieträger Untersuchungen vor Ort notwendig. So kann z.B. der Fall auftreten, daß es auch außerhalb der auf Abb. 3.3 ausgewiesenen windgünstigen Gebiete Standorte gibt, die sich aufgrund der spezifisch örtlichen Gegebenheiten (z.B. Düseneffekte hinter engen Taleinschnitten) durch eine so hohe durchschnittliche Windgeschwindigkeit auszeichnen, daß die Installation einer Anlage vom Windenergieangebot aus betrachtet lohnend erscheinen könnte.

Geht man von dem auf Abb. 3.3 dargestellte Flächenpotential aus, berücksichtigt die Flächenanteile, die nicht durch Windkonverter belegt werden können und legt einen mittleren Mindestabstand zwischen den einzelnen Anlagen und ein durchschnittliches Win-

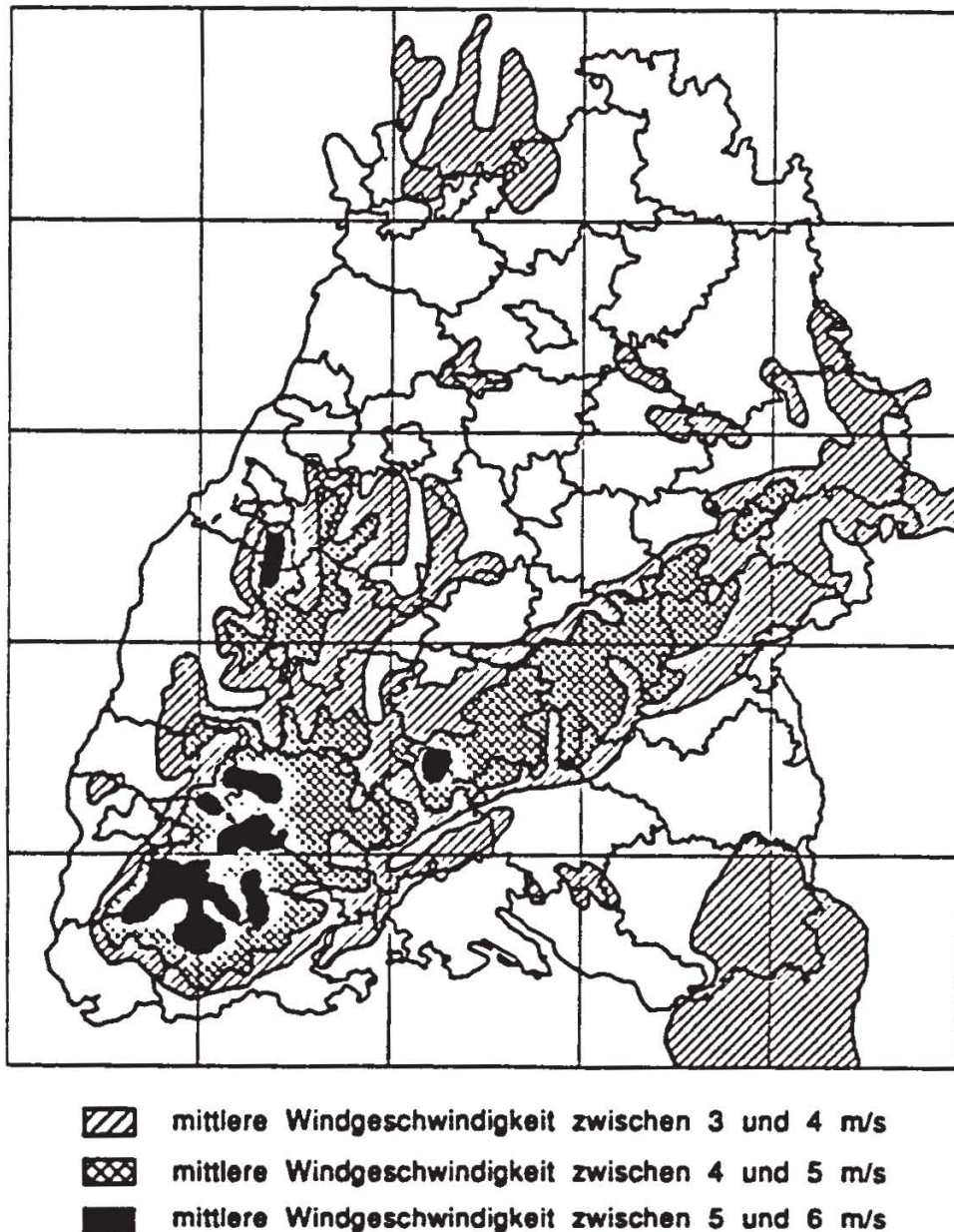


Abbildung 3.3: Zonen gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit in Baden-Württemberg (nach [9])

denergieangebot zugrunde, kann eine technisch mögliche Windstromerzeugung ermittelt werden. Damit wäre es beispielsweise in der Region Hochrhein-Bodensee, die sich durch relativ windreiche Gebiete auszeichnet, möglich, mit der "großen" Technik 2,8 % des Stromverbrauchs in der Region zu decken. Bei den anderen Techniken ist dieser Anteil geringer, da die spezifische Energieausbeute mit abnehmender installierter Leistung kleiner wird ("kleine" Technik rund 1,2 %, "mittlere" Technik ca. 1,5 % des Stromverbrauchs in der Region) [11].

Bezogen auf die Verhältnisse, wie sie im Mittel in Baden-Württemberg vorliegen, liegen diese Anteile geringfügig höher. Die technisch mögliche Obergrenze einer Windkraftnutzung bewegt sich hier unter den günstigsten Umständen bei ca. 5% des derzeitigen Strom-

verbrauchs in diesem Bundesland [14].

Durch die bereits anlaufende Serienfertigung von Anlagen zur Nutzung der Windkraft liegen die Aufwendungen für den Bau und Betrieb solcher Anlagen bereits heute auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Die derzeit (Stand 1989) und zukünftig für das Jahr 2000 (Stand 2000) zu erwartenden Kosten für Windenergiekonverter bewegen sich in der auf Tab. 3.1 aufgezeigten Größenordnung. Dabei ist zu beachten, daß bei den mittleren und großen Anlagen noch z.T. erhebliche Kostensenkungspotentiale gegeben sind. Dies gilt für die derzeit meist genutzte kleine Technik jedoch nur in einem eingeschränkten Maße. Zur Abschätzung der Gesamtkosten, die eine konkrete Anlage kosten würde, sind außer den Investitionen im Regelfall, wenn nicht sehr günstige Verhältnisse vor Ort vorliegen, nochmals Netzanbindungskosten in der Größenordnung zwischen 15 und 40 % der Investitionskosten zu berücksichtigen.

Technik	klein	mittel	groß
inst. Leistung [kW]	10 bis 100 kW	100 bis 500 kW	1 bis 3 MW
spez. Kosten			
- Stand 1989	2.080 DM/kW	2.300 DM/kW	7.600 DM/kW
- Stand 2000	1.560 DM/kW	1.925 DM/kW	4.500 DM/kW
Wartung & Betrieb			
- Stand 1989	42 DM/kW	64 DM/kW	140 DM/kW
- Stand 2000	31 DM/kW	39 DM/kW	70 DM/kW

Tabelle 3.1: Heutige und zukünftige Kosten von Windenergiekonvertern (modifiziert nach [10])

Die Frage der Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen ist nicht einfach und allgemeingültig zu beantworten. Sie hängt neben den reinen Anlagenkosten von den Netzeinbindungskosten, d.h. von der Nähe zur nächsten Netzeinspeisestelle, und den spezifischen Windverhältnissen am jeweiligen Standort ab. Um trotzdem die Größenordnung abzuschätzen, soll z.B. von der mittleren Technik mit zukünftig möglicherweise erreichbaren Gesamtinstallationskosten von 2.000 DM/kW ausgegangen werden. Werden Windverhältnisse zugrunde gelegt, wie sie beispielsweise im Bereich des Feldberges (6 m/s) oder an guten Standorten an der Nordseeküste gegeben sind, errechnen sich in Abhängigkeit der unterstellten Anlagenabschreibedauer spezifische Stromgestehungskosten zwischen 0,12 und 0,14 DM/kWh. Bei ungünstigen Standorten in den tieferen Lagen der Mittelgebirge steigen diese Kosten relativ schnell auf 0,30 bis 0,40 DM/kWh. Die Gestehungskosten sind mit den variablen Brennstoffkosten der konventionellen Kraftwerke zu vergleichen (heimische Kohle rund 10 Pf/kWh, Importkohle ca. 6 Pf/kWh und Öl bzw. Gas etwa 8 bis 10 Pf/kWh). Selbst wenn Aspekte wie die von den Kraftwerken verursachten externen Kosten oder ein nach neueren Untersuchungen möglicher anrechenbarer Kapazitätseffekt [24] berücksichtigt werden, ist unter der derzeitigen und zukünftig zu erwartenden Kostenentwicklung die Windenergie, abhängig vom jeweiligen Standort, bei einer volkswirtschaftlichen Gesamtkostenrechnung nicht wirtschaftlich. Dies kann bei der momentanen Tarifstruktur der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft an exponierten Standorten aber anders aussehen. Hier wäre ein betriebswirtschaftlich sinnvoller Betrieb durchaus denkbar.

3.3 Photovoltaik

Im Gegensatz zu den beiden bis jetzt betrachteten regenerativen Optionen ist die Elektrizitätsgewinnung aus Sonnenlicht eine neue Technik, die zunächst primär für extraterrestrische Anwendungsfälle entwickelt wurde (Satellitentechnologie). Sie fand erst nach dem ersten Ölpreisschock 1973 Einzug auch in Anwendungsbereiche auf der Erde und stellt heute eine vieldiskutierte Option dar. Dies gilt insbesondere in Verbindung mit der Idee einer Wasserstoffwirtschaft.

Eine Solar- oder Photovoltaikzelle ist ein Bauelement, das sich den inneren photovoltaischen Effekt zunutze macht, der an der Grenzschicht zwischen unterschiedlich dotiertem Halbleitermaterial (Elektronenüberschuß und Elektronenmangel) auftritt. Fällt Sonnenlicht auf ein derart verändertes Halbleitermaterial, werden durch die auftreffenden Lichtquanten Elektronen zum Überspringen der Grenzschicht gezwungen. Es baut sich eine Spannung auf, deren sofortiger Ausgleich durch das innere elektrische Feld der Übergangszone verhindert wird. Der entstehende Elektronenüberschuß bzw. -mangel kann über Metallkontakte von der Oberfläche des Halbleitermaterials abgegriffen und technisch nutzbar gemacht werden.

Seit 1973 sind die Anstrengungen zur Entwicklung von Solarzellen für terrestrische Nutzungen erheblich verstärkt worden. Vor allem in den USA, in Japan und in den Ländern der Europäischen Gemeinschaft sind beachtliche Forschungs- und Entwicklungsprogramme angelaufen. Die deutsche Industrie nimmt auf dem Gebiet der Photovoltaik-Entwicklungen auf Basis von kristallinem Silizium im internationalen Vergleich eine führende Stellung ein.

Im Bereich der Solarzellen aus kristallinem Silizium werden heute zuverlässig funktionierende Zellen im industriellen Maßstab hergestellt. Das Zellenmaterial wird in mono- oder multikristalliner Form eingesetzt. Die Wirkungsgrade, die in industriellen Produktionen erreicht wurden, liegen in der Größenordnung zwischen 13 und 16 %. Dünnschichtzellen aus amorphem Silizium erreichen heute einen Wirkungsgrad von 7 % in der Produktion [17].

Hohe Wirkungsgrade können zwar zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Solarzellen beitragen. Im Normalfall ist aber bei der Fertigung von für den terrestrischen Einsatz gedachten Zellen immer ein Kompromiß zwischen dem erzielbaren Wirkungsgrad und den Herstellkosten zu schließen. Wichtig erscheint hier auch der Hinweis, daß der Gesamtnutzungsgrad photovoltaischer Systeme durch Abschattungs-, Reflexions-, Leitungs-, Umwandlungs- und gegebenenfalls Speicherverluste deutlich geringer ist, als die angegebenen Wirkungsgrade einer einzelnen Zelle.

Neben den Dünnschichtzellen auf Basis von amorphem Silizium wird an der Entwicklung anderer Materialien für Dünnschichtzellen gearbeitet. Zu nennen sind hier Galliumarsenid, Cadmiumsulfid/Cadmiumselenid, Kupferindiumselenid und Siliziumgermanium. Inwieweit sich mit diesen Materialien neue Wege zur Herstellung kostengünstiger Zellen eröffnen, läßt sich heute noch nicht abschließend beurteilen.

Trotz des bereits erreichten hohen technologischen Standes und der erheblichen Fortschritte der letzten Jahre hat die Photovoltaik noch ein großes physikalisch-technisches Entwicklungspotential. Dies gilt sowohl für die Dünnschicht-Solarzellen wie auch für die kristallinen Siliziumzellen. Es ist deshalb heute noch nicht absehbar, welche Zellmaterialien

lien und Herstellungsprozesse zu den kostengünstigsten Solarzellen und damit zur Wirtschaftlichkeit auch bei größeren Photovoltaiksystemen führen können.

Solarmodule sind prinzipiell aus eine Reihe derartiger Photovoltaikzellen aufgebaut, die in Reihen- und Parallelschaltung untereinander verbunden sind. Für den gesamten Solargenerator werden jedoch noch weitere Systemkomponenten benötigt, die sich in Abhängigkeit des jeweiligen Anwendungsfalls unterscheiden. Abb. 3.4 zeigt deshalb eine Auswahl möglicher Systemkonfigurationen von Photovoltaikanlagen [12].

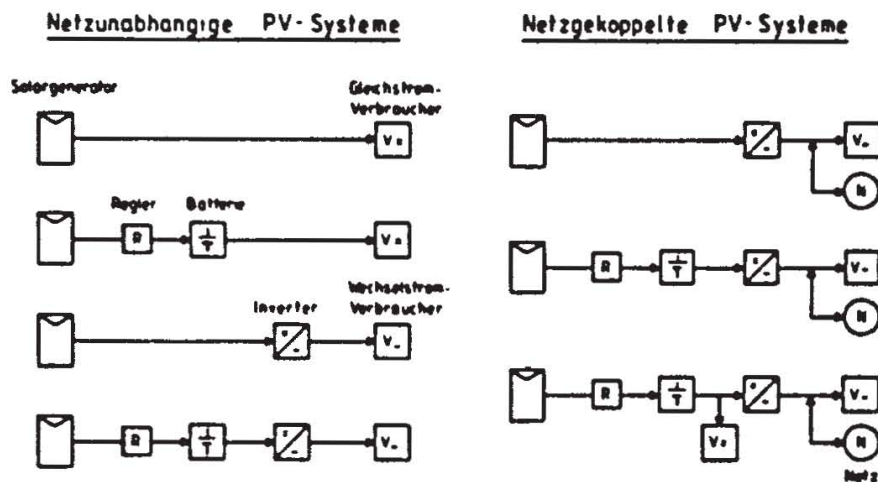


Abbildung 3.4: Mögliche Systemkonfigurationen von Photovoltaikanlagen [12]

Zunächst lassen sich netzgekoppelte Anlagen und Inselssysteme unterscheiden. Derzeit haben Inselssysteme, d.h. dezentrale Energieversorgungssysteme ohne Kopplung an ein überregionales Netz, schon einer sehr weiten Verbreitung gefunden. Ein Großteil der derzeitigen Solarzellenproduktion geht in diesen Bereich (Taschenrechner, Uhren, Stromversorgung einer Notrufsäule, eines Einödhofes, einer Bergstation, etc.). Netzgekoppelte Systeme, wie sie bei einer großtechnischen Implementierung dieser Technologie zum Einsatz kommen müßten, werden dagegen außer bei Demonstrations- und Versuchsanlagen derzeit aufgrund der hohen Kosten nicht realisiert. Bei derartigen Systemen, die dann z.B. an die öffentliche Stromversorgung gekoppelt wären, ist auf jeden Fall noch mindestens ein weiteres Systemelement, der Wechselrichter, notwendig. Dieses Bauteil realisiert die Umwandlung des Gleichstroms, wie ihn die Zellen liefern, in einen Wechselstrom mit den netzspezifischen Charakteristiken, damit er theoretisch ins Netz eingespeist werden könnte.

Die Potentiale für eine Installation von Solarzellen sind vergleichsweise hoch. Theoretisch besteht die Möglichkeit, auf jedem Hausdach und jeder sonstigen freien und verfügbaren Fläche derartige Anlagen zu errichten. Hier muß jedoch beachtet werden, daß die theoretisch von Solarzellen nutzbaren Dachflächenpotentiale auch von Kollektoren zur Niedertemperaturgewinnung genutzt werden können. Hier könnte also eine Konkurrenzsituation auftreten.

Aus der Gebäudeanzahl pro Gemeinde kann unter der Zugrundelegung durchschnittlicher Dachflächen, durch Annahmen über mögliche Nutzungsanteile und Ausschlußkriterien (z.B. Nordausrichtung, Dachbelegung durch Dachfenster, Antennenanlagen, Dachausstiege, Lüftungsschächte, Abschattungseffekte, etc.) auf die theoretisch nutzbare Kollektorfläche geschlossen werden [11]. Abb. 3.5 zeigt am Beispiel der Wohngebäude, Nicht-

der dort meist höheren Luftbelastung tendentiell geringfügig niedriger liegt. Auch ist es in Süddeutschland geringfügig höher als im Norden der Bundesrepublik.

Das generelle Problem bei der Nutzung dieses solaren Strahlungsangebots ist die hohe Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage. Im Sommer, wenn die solare Strahlung hoch ist, erreicht in unseren Breiten (Mitteleuropa) die Nachfrage nach elektrischer Energie ihren niedrigsten Wert. Im Winter ist genau das Gegenteil der Fall. Hier ist bei hoher Elektrizitätsnachfrage das Strahlungsangebot niedrig. Noch extremer liegen die Verhältnisse, wenn die Raumwärmenachfrage betrachtet wird. Hier kann die Gradtagszahl als Indikator für den Wärmebedarf herangezogen werden. Im Verlauf der warmen Jahreszeit ist, abgesehen von wenigen kalten Tagen, meist keine Raumwärmenachfrage gegeben (die Gradtagszahl ist null), im Winter ist sie dagegen hoch. Dies wird auch aus Abb. 3.6 deutlich. Hier sind die Globalstrahlungssummen jeden Tages eines Jahres und die täglichen Gradtagszahlen in ihrem jahreszeitlichen Verlauf dargestellt.

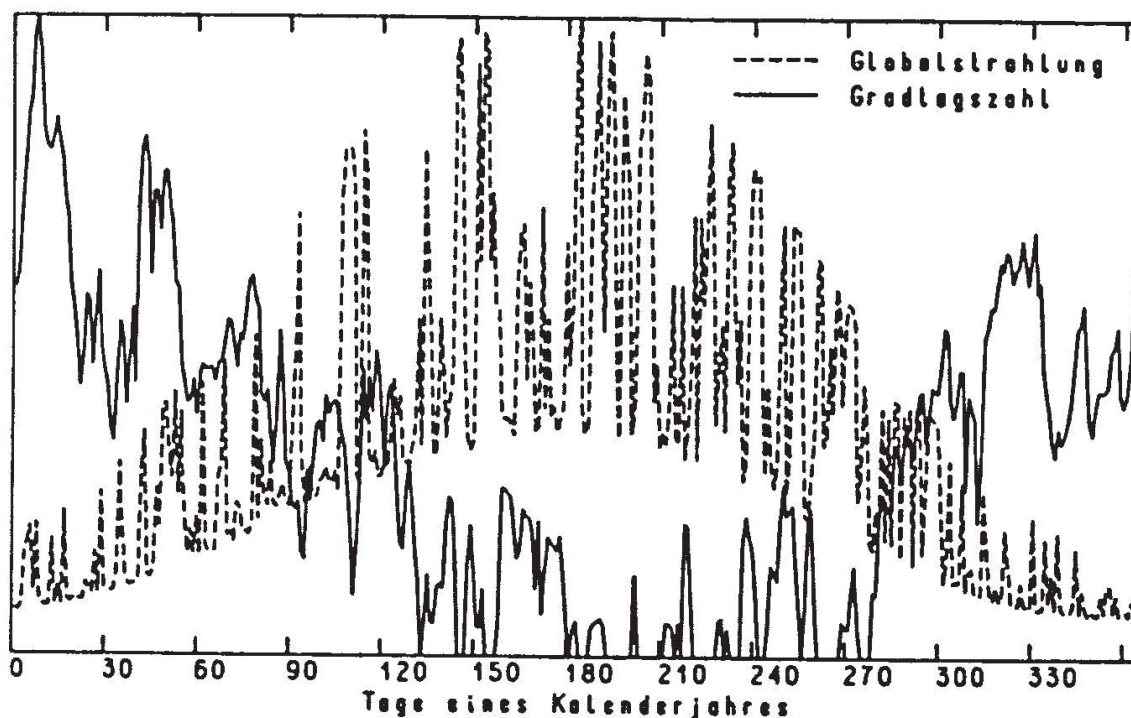


Abbildung 3.6: Vergleich zwischen Globalstrahlung und Gradtagszahl

Die Kosten photovoltaischer Systeme liegen nach wie vor vergleichsweise hoch. So bewegen sich die Modulkosten eines deutschen Herstellers derzeit (Preisliste Stand 7/89) in der Größenordnung zwischen 17 und 50 DM/W_p (W_p = Watt peak (Spitzenleistung)). Dazu müssen noch die Kosten für die Wechselrichter, die derzeit zwischen 1,7 und 4 DM/W_p liegen, berücksichtigt werden. Weiterhin sind Aufwendungen für Kontroll- und Sicherheitseinrichtungen, Installations- und, bei netzgekoppelten Systemen, Netzeinbindungskosten zu berücksichtigen. In der Summe aller dieser Kosten ergibt sich derzeit eine Investitionsvolumen photovoltaischer Systeme von rund 30 DM/W_p , wenn man von den jeweils markt günstigsten Systemkomponenten ausgeht. Bis zum Jahr 2000 könnte dieser Wert auf rund 13 DM/W_p , bis zum Jahr 2020 möglicherweise auf ca. 5 DM/W_p fallen [15].

Damit ist das erklärte Ziel einer spürbaren Verbilligung dieser Technologie bis Ende der achtziger Jahre nicht erreicht worden. Abb. 3.7 zeigt die Preisziele für Module und Systeme und die tatsächliche Entwicklung der Modulpreise während der letzten neun Jahre. Es

wird die zu optimistische Einschätzung, die von der überwiegenden Anzahl der Studien der letzten Jahre vertreten wurde, gegenüber der tatsächlichen Preisentwicklung deutlich [16].

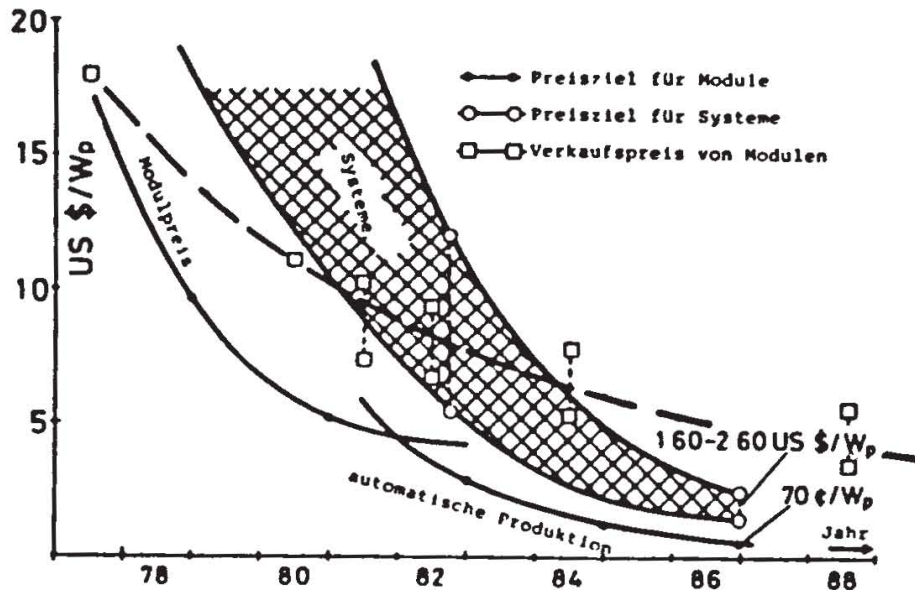


Abbildung 3.7: Kosten der Photovoltaik [16]

Trotz der erreichten Kostensenkungen in den vergangenen Jahren sind die Stromgestehungskosten photovoltaischer Systeme nach wie vor sehr hoch. Sie liegen in der Bundesrepublik Deutschland heute zwischen 2 und 3 DM/kWh_{el} . In sonnenreichen Ländern sind sie um den Faktor 2 niedriger. Erwähnt sei noch, daß die Kosten für eine eventuelle Stromspeicherung zur Anpassung der Erzeugung an die Nachfrage noch hinzuzurechnen wären. Eine Kostensenkung um den Faktor 10 oder mehr ist also erforderlich, wenn die Photovoltaik eine Bedeutung für die großtechnische Stromerzeugung erreichen soll. Anders sieht die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit in Nischenmärkten aus. So kann bereits heute die photovoltaische Versorgung eines Einödhofes, einer Notrufsäule oder einer Relaisstation durchaus schon wirtschaftlich sein.

Eine Fortführung der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ist deshalb dringend geboten, um die notwendigen Kostenreduktionen zu erreichen. Pilot- und Demonstrationsanlagen können in diesem Kontext dazu beitragen, die System- und Anlagentechnik zu verbessern und praktische Erfahrungen mit photovoltaischen Energieerzeugungsanlagen zu sammeln.

4 Systeme und Verfahren zur Wärmeerzeugung

Aus der Vielzahl der Möglichkeiten und Verfahren (vgl. Abb. 2.1) die von den regenerativen Energieträgern bereitgestellte Energie zu nutzen, ist neben der bereits dargestellten Stromerzeugung vor allem die Gewinnung von Hoch- und Niedertemperaturwärme interessant. Auch hier gibt es eine Fülle technischer Systeme. Von diesen Optionen werden im folgenden die Verfahren ausgewählt, die sich entweder durch ein hohes Potential (z.B. Niedertemperaturgewinnung mit Solarkollektoren), eine schon relativ ausgereifte Technik (z.B. Holz- oder Strohverbrennung) oder andere volkswirtschaftliche Vorteile (z.B. Biogasgewinnung in Verbindung mit einer Reduzierung der Umweltbelastung) auszeichnen.

4.1 Solarthermische Systeme

Die Nutzung der solaren Strahlungsleistung mit Hilfe von Photovoltaikzellen ist nur eine technische Möglichkeit. Insbesondere gibt es eine Reihe von Verfahren zur Erzeugung von Hoch- und Niedertemperaturwärme, die anschließend dann von den privaten Haushalten oder der Industrie direkt genutzt oder u.U. mit konventioneller Technik in elektrischen Strom umgewandelt werden kann. Für Anwendungsfälle innerhalb der Bundesrepublik eignen sich die überwiegende Anzahl dieser technischen Möglichkeiten aufgrund der zu niedrigen Strahlungsleistung und des hohen Anteils an diffuser Strahlung jedoch nicht. Deshalb werden nur die technischen Optionen näher untersucht, von denen eine technisch sinnvolle Anwendung in unseren Breiten erwartet werden kann. Von allen Verfahren trifft dies eigentlich nur die Solarkollektoren zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme zu.

Bei diesen technisch relativ einfachen Systemen wird ein Wärmeträgermedium durch die Solarstrahlung erwärmt. Die gewonnene Wärmeenergie kann entweder direkt oder nach einer Zwischenspeicherung genutzt werden. Bei den bis jetzt realisierten Systemen handelt es sich meist um Verfahren zur Erwärmung von Nutz- und Brauchwasser. Hier wird die Zwischenspeicherung meist in Form eines größeren Wasserbehälters mit Zusatzfeuerung realisiert. Besonders ideal ist eine Freibadwassererwärmung, da hier das Schwimmbecken gleichzeitig als Wärmespeicher dient, solares Energieangebot und Nachfrage gut übereinstimmen und die Aufheizspanne gering ist.

Die Potentiale für eine Installation von Solarkollektoren zur Brauchwassererwärmung sind praktisch mit denen für eine Installation von Photovoltaikanlagen identisch. Deshalb tritt hier eine Konkurrenzsituation auf, da das bestehende Potential mit den bis jetzt realisierten Konzepten nicht additiv, sondern nur ausschließlich genutzt werden kann. Bei Berücksichtigung der absoluten Höhe des Gesamtpotentials und der Kostensituation dürfte sich dies aber nicht primär als Hinderungsgrund auswirken. Auch sind Forschungen im Gange, Wärmekollektoren mit integrierten Photovoltaikzellen zu entwickeln. Hier würde dann jede Systemkomponente den optimalen Anteil am Spektrum des Sonnenlichtes nutzen.

Die Kosten von Kollektoren der einfachsten Bauart liegen derzeit im Bereich von etwa 230 DM/m^2 , die von Vakuumkollektoren bei rund 1.040 DM/m^2 [23]. Dazu müssen die Kosten für die Wärmetauscher berücksichtigt werden, die bei etwa 20 % der Kollektorkosten liegen. Schließlich sind für die Regeleinrichtungen nochmals rund 30 % der Kollektorkosten aufzubringen. Für den Speicherkreis zur kurzfristigen Speicherung der solar

gewonnenen Wärmeenergie sind, bezogen auf die bei einem Einfamilienhaus vorliegenden Verhältnisse, zusätzlich etwas mehr als 5 DM/l Speicherwasser aufzuwenden. Daraus ergeben sich schließlich durchschnittliche Systemkosten von Anlagen für die Warmwasserbereitung von Ein- und Zweifamilienhäusern von ca. 1.170 DM/m². Dies entspricht einem äquivalenten Brennstoffpreis von rund 17,4 Pf/kWh. Dabei muß jedoch berücksichtigt werden, daß die konventionelle Öl- oder Gasheizung erhalten bleiben muß, da der solare Deckungsgrad nur bei rund 60 % des Bedarfs liegt. Die solar erzeugte Wärme konkurriert folglich nur gegen die vermiedenen Brennstoffkosten. Wirtschaftlich sind solche Systeme daher nur dort, wo ein großer Speicher schon vorhanden ist und die Nachfrage mit geringfügigen Variationen mit den höchsten solaren Strahlungsangebot korreliert. Dieser Sonderfall liegt z.B. bei einer Freibadwassererwärmung vor. Hier liegt der äquivalente Brennstoffpreis aufgrund dieser günstigen Randbedingungen nur bei rund 3,2 Pf/kWh.

Derzeit sind in der Bundesrepublik etwa 25.000 bis 30.000 Solaranlagen installiert, die zusammen eine Kollektorfläche von rund 230.000 m² aufweisen. Die einzigen derzeit wirtschaftlichen Anlagen sind solche Systeme, die zur Schwimmbadwassererwärmung herangezogen werden.

4.2 Biomassenutzung

Eine weitere Möglichkeit, Energie aus erneuerbaren Quellen zu nutzen, ist eine Konversion von Biomasse (z.B. Stroh, Holz). Von der Vielzahl der technischen Verfahren und theoretischen Möglichkeiten soll nur auf die Verbrennung der organischen Masse näher eingegangen werden, da dies die derzeit wirtschaftlichste Möglichkeit darstellt. Eine Gewinnung flüssiger Brennstoffe ist zwar technisch möglich, jedoch unter den derzeitigen und zukünftig zu erwartenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen als unökonomisch einzustufen.

Die überwiegende Nutzung von festem organischem Material erfolgt in Verbrennungsanlagen zur Wärmeengewinnung, die bei kleiner installierter Feuerungswärmeleistung zur Niedertemperaturwärmebereitstellung und bei größeren Systemen u.U. auch zur Stromproduktion herangezogen wird. Dabei sind die technischen Ausführungen solcher Anlagen, die in einem weiten Bereich von kleinen Öfen bis zu größeren Industriefeuerungen angeboten werden, prinzipiell nicht neu. Im Verlauf der letzten Jahre konnten aufgrund der mangelnden Nachfrage auch keine größeren technischen Weiterentwicklungen verzeichnet werden. Das nach wie vor größte Problem solcher Systeme ist die Gewährleistung einer kontinuierlichen vollautomatischen Beschickung, die bis jetzt als noch nicht völlig gelöst betrachtet werden kann. Abb. 4.1 zeigt als Beispiel eine einfache Unterschubfeuerung mit kontinuierlicher Beschickung [22]. Hier können entweder ganze Strohballen oder alternativ Strohpresslinge, aber auch Holzhackschnitzel oder zerkleinerte Biomasse von Schnellwuchsplantagen zur Heißwassererzeugung eingesetzt werden. Nachteil solcher, insbesondere kleinerer Anlagen sind die vergleichsweise hohen Emissionen, speziell an Staub und, bei unvollständiger Verbrennung, auch an Kohlenmonoxid.

Das theoretische Potential an Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland ist relativ hoch. Der Energieinhalt von Getreidestroh liegt bei etwa 136 TWh/a und der von Rest- und Abfallholz in der Größenordnung von ca. 55 TWh/a [20]. In Baden-Württemberg liegen die Energieinhalte von Getreide und sonstigen Stroh bei rund 14,8 TWh/a und bei Rest- und Abfallholz bei etwa 13,5 TWh/a [14]. Jedoch

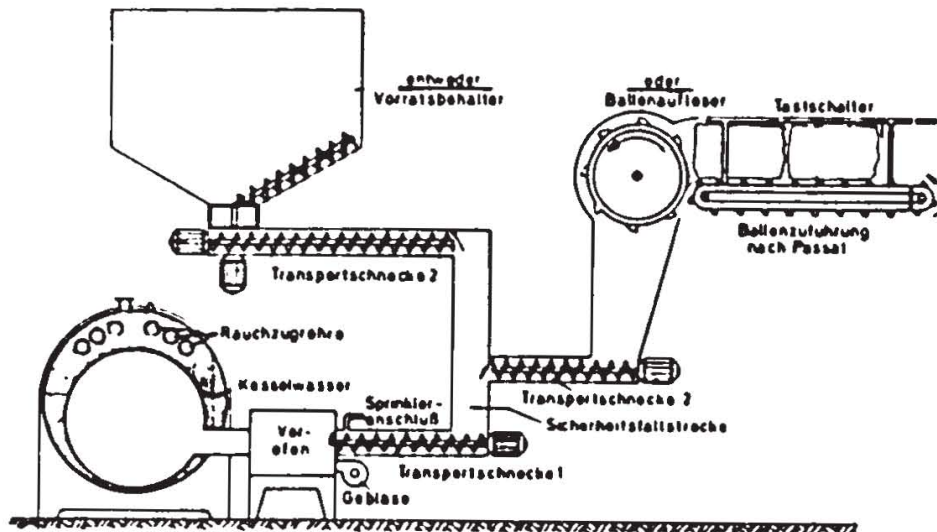


Abbildung 4.1: Strohfuerungsanlage mit Ballenauflocker oder Vorratsbehälter bei automatischer Beschickung [20]

gibt es auch hier extreme regionale Unterschiede. Dies geht aus Abb. 4.2 und Abb. 4.3 hervor. Hier wurde am Beispiel des Landkreises Lörrach das theoretische Strohaufkommen bzw. das jährlich nachwachsende Holzpotential in jeder Gemeinde des Landkreises ermittelt. Es wird deutlich, daß in den Gemeinden, die im Hochschwarzwald liegen, nahezu kein Strohaufkommen gegeben ist. Dagegen ist das jährlich nachwachsende Potential an Holz hoch. Bei den im Rheintal gelegenen Gemeinden sind die Zusammenhänge genau umgekehrt. Hier liegt nahezu kein Holzpotential vor, das Strohaufkommen dagegen ist vergleichsweise hoch [11].

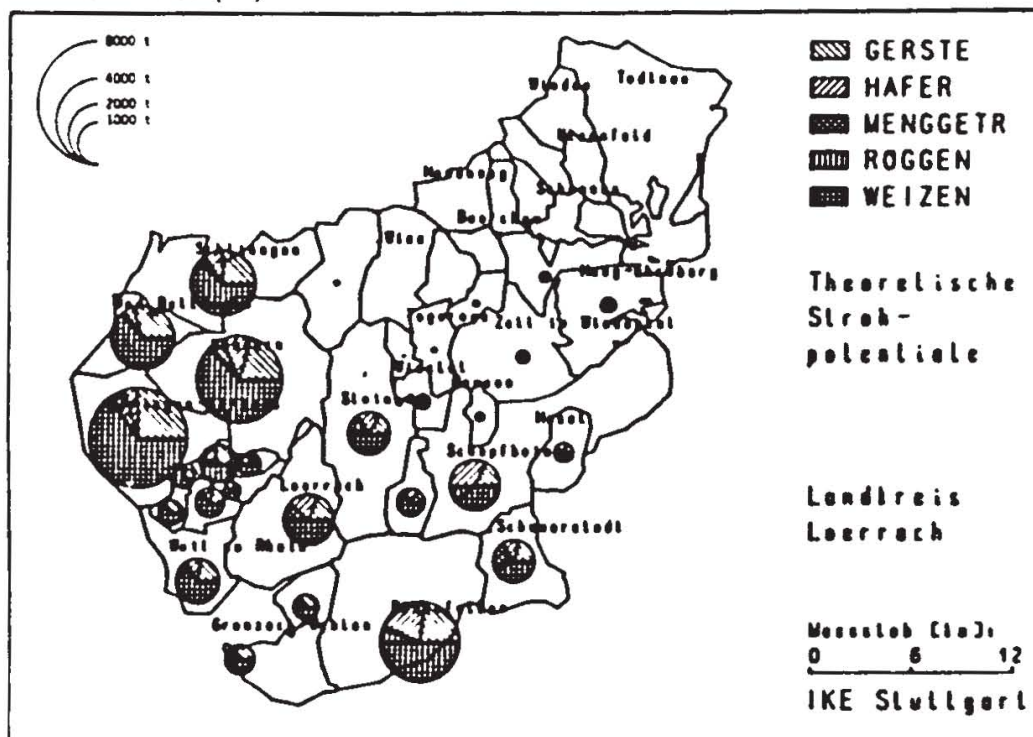


Abbildung 4.2: Theoretisches Strohaufkommen im Landkreis Lörrach

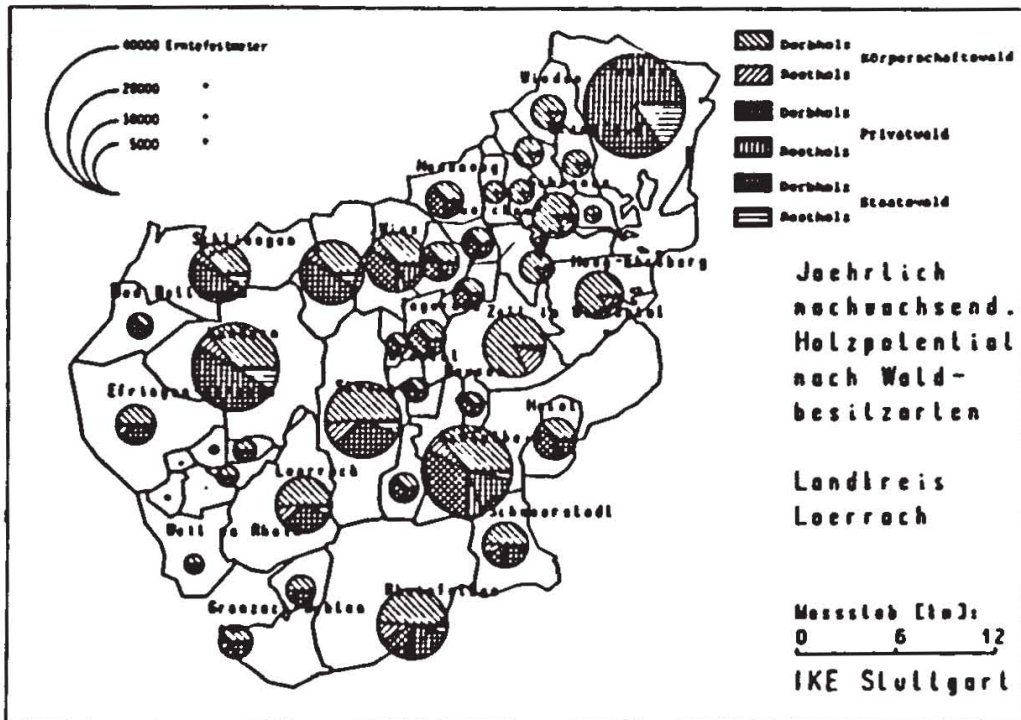


Abbildung 4.3: Jährlich nachwachsendes Holzpotential im Landkreis Lörrach

Es gibt eine Reihe von Gründen, die eine vollständige energetische Nutzung dieser Biomassepotentiale ausschließen. Bei Holz sind dies in erster Linie die hohen Kosten, die eine Sammlung des in den Wäldern anfallenden Restholzes verursachen würde. Außerdem sollte zur Erhaltung eines funktionierenden ökologischen Gleichgewichtes ein Teil der Biomasse in den jeweiligen Forsten verbleiben, um in den natürlichen Recyclingprozess eingebettet, den Nährstoffkreislauf zu schließen.

Dies gilt im übertragenen Sinn auch für eine energetische Nutzung von Ernterückständen aus der Landwirtschaft. Hier sind jedoch noch eine Reihe zusätzlicher Gründe von Bedeutung.

- Insbesondere zur Erhaltung der Humusbilanz sollte im mehrjährigen Mittel ein Teil der organischen Masse auf den Feldern verbleiben. Dadurch wird auch einer vermehrten Wind- und Wassererosion und einer möglichen Bodenverdichtung vorgebeugt. Es gibt Überlegungen, daß nur 10 bis 15 % des Biomasseaufkommens aus dem Kreislauf entnommen werden sollten.
- Aus technischen Gründen kann nur ein Teil des Strohs vom Feld geholt werden. Dies gilt weniger bei den klassischen Getreidesorten als vielmehr bei anderen organischen Ernterückständen (z.B. Feldgemüsebau). Deshalb werden derartige Biomasseaufkommen bei der Abschätzung des technischen Potentials nicht näher untersucht.
- Stroh ist eine Handelsware und wird z.T. über weite Entfernungen verkauft, um dort z.B. als Einstreu Verwendung zu finden. Dabei liegt der Marktpreis derzeit deutlich über den Kosten, die bei einer energetischen Nutzung eingespart oder Erlöst werden könnten. Dieser Markt vermindert das energetisch verfügbare Strohaufkommen weiter.

Unter Berücksichtigung dieser und ähnlicher Faktoren ergibt sich im Landkreis Lörrach ein technisch nutzbares energetisches Potential an organischen Ernterückständen aus der

Landwirtschaft von rund 8,9 GWh/a. Davon stammen rund 57 % aus dem Weizen- und knapp 23 % aus dem Gerstenanbau. Die verbleibenden 20 % des Energieaufkommens aus Stroh sind auf die Getreidesorten Roggen, Hafer und Menggetreide zurückzuführen.

Die Kosten einer Wärmebereitstellung aus Holz bzw. Stroh liegen derzeit in der Größenordnung einer Ölfeuerung. Dies geht auch aus Abb. 4.4 hervor. Hier sind die spezifischen Wärmegestehungskosten dargestellt. Bei der jeweils niedrigeren Variante wurde davon ausgegangen, daß vom Betreiber der Anlage ein nicht kostenmäßig bilanzierter Arbeitsanteil aufgebracht wird. Unter dieser Prämisse könnten spezifische Gestehungskosten erzielt werden, die unterhalb der Aufwendungen für Ölheizungen liegen. Ist diese Annahme jedoch nicht gerechtfertigt, sind die spezifischen Wärmegestehungskosten aus Holz und Stroh geringfügig höher als die Aufwendungen einer Wärmeerzeugung mit Hilfe von Heizöl. Daran dürfte sich auch kurz- bis mittelfristig nichts entscheidendes ändern, falls es nicht zu einem unerwartet starken Ölpreisanstieg kommen sollte.

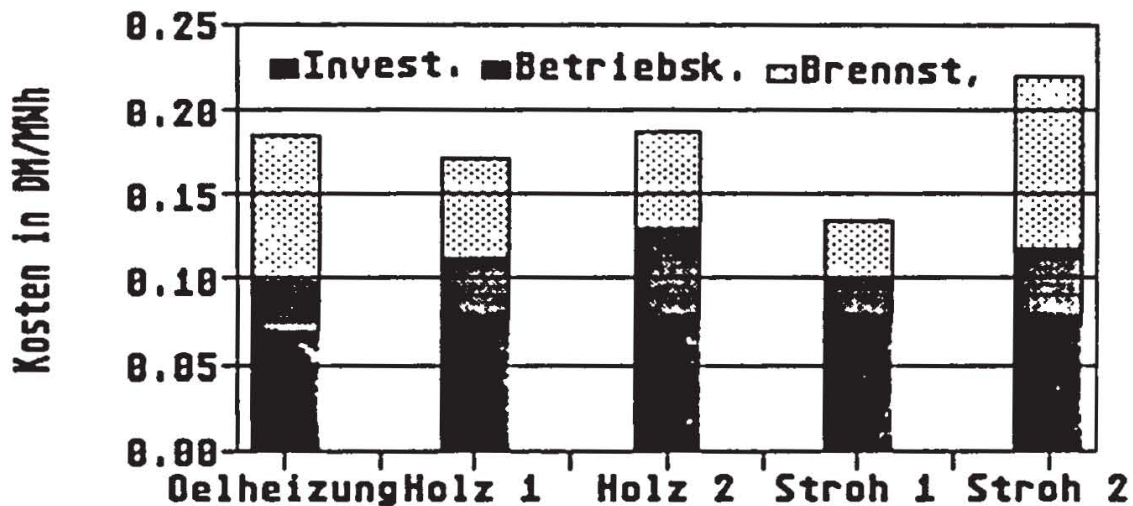


Abbildung 4.4: Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten aus Strohh-, Holz- und Ölfeuerungsanlagen

Eine energetische Nutzung von Holz und Stroh ist bei einem örtlich hohen Potential durchaus sinnvoll und wirtschaftlich attraktiv. Eine Biomassenutzung trägt darüber hinaus auch zur Vermeidung von Kohlendioxidemissionen bei. Nachteilig sind aber die heute noch hohen Emissionen an Staub und Kohlenmonoxid.

4.3 Biogasgewinnung

Die Nutzung von Gas, das bei der Umsetzung organischer Rest- und Abfallstoffe (insbesondere tierischer Exkremente) entsteht, kann ebenfalls auf eine lange Tradition zurückblicken. Insbesondere während und kurz nach dem 2. Weltkrieg hatte diese Art der Energieerzeugung eine nicht unerhebliche Bedeutung, die allerdings mit dem vermehrten Einsatz von Erdöl rapide zurück ging. So war zwischen den Jahren 1975 und 78 nur noch eine Biogasanlage in der Bundesrepublik im Einsatz (Abtei Benediktbeuren). Nach einer kurzen Renaissance dieser Technik nach dem 2. Ölpreisschock 1979/80 wurden Verfahren zur Biogasherstellung infolge des Energiepreisverfalls 1985/86 sehr unwirtschaftlich und werden

deshalb heute, außer in Versuchs- und Demonstrationsanlagen und diversen Altanlagen, praktisch nicht mehr genutzt.

Das Prinzip der Biogasnutzung basiert auf der Umsetzung organischen Materials durch Methanbakterien unter Luftabschluß. Dabei müssen bestimmte Voraussetzungen des Faulsubstrats in Bezug auf den pH-Wert, den Feststoff- bzw. Flüssigkeitsanteil, das Kohlenstoff- zu Stickstoffverhältnis und der Umgebungstemperatur vorliegen. Sind diese Voraussetzungen gegeben, entsteht ein wasserdampfgesättigtes Mischgas, das zu 50 bis 75 % aus Methan, zu 25 bis 50 % aus Kohlendioxid und aus Spuren verschiedener Verunreinigungen (z.B. Schwefelwasserstoff, organischen Reststoffen) besteht. Der Brennwert von einem durchschnittlichen m^3 Biogas entspricht etwa dem von 0,7 l Heizöl (Heizwert rund $6,5 kWh/m^3$ [18]). Das Gas kann nach einer Aufbereitung ähnlich wie Erdgas zur Wärme- und Stromgewinnung genutzt werden.

Obwohl die Technik der Biogaserzeugung schon relativ alt ist und in Entwicklungsländern vielfach eingesetzt wird, ist es wegen der vergleichsweise hohen Komplexität des bis jetzt noch nicht vollständig geklärten biochemischen Umsetzungsprozesses und des immer noch geringen Erfahrungspotentials mit solchen Anlagen schwierig, Konzepte zu entwickeln und zu verwirklichen, die den in der organischen Masse enthaltenen Energieinhalt vollständig nutzen. Zwar gibt es in der Bundesrepublik funktionstüchtige Anlagen, die aber weder optimal noch störungsfrei arbeiten.

Abb. 4.5 zeigt eine schematische Darstellung, wie die Biogasgewinnung in einen technischen Prozeß eingebettet werden kann. Dabei stellt der Faulbehälter das Kernstück der Gesamtanlage dar. Davor muß eine Aufbereitung der tierischen Exkremente durchgeführt werden, durch die garantiert werden soll, daß das Faulsubstrat die nachfolgenden Verfahrensschritte ohne Probleme (z.B. Verstopfung, optimaler Feststoffanteil, benötigtes N/C-Verhältnis, etc.) passiert. Die ausgefaule organische Masse wird, soweit notwendig, nachbehandelt, zwischengelagert und kann als Dünger genutzt werden. Das erzeugte Gas wird vom oberen Teil des Faulturmes abgezogen und in einem Speicher gelagert, aus dem auch die benötigte Prozeßenergie zur Erwärmung des Substrats bezogen wird [19].

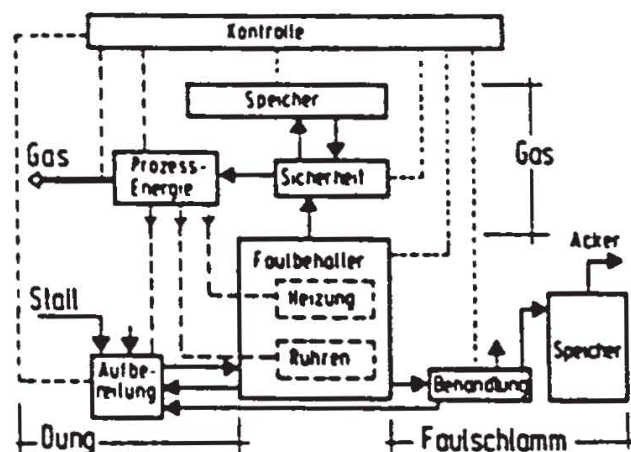


Abbildung 4.5: Schematische Darstellung des Biogasprozesses [19]

Das Anfall an tierischen Exkrementen aus der Landwirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland ist mit $111 TWh/a$ relativ hoch [20]. In Baden-Württemberg liegt das Po-

tential in der Größenordnung von etwa 5,32 TWh/a [21]. Jedoch gibt es auch bei diesem Energieträger regional sehr große Aufkommensunterschiede.

Die gesamte Aufkommen an tierischen Exkrementen ist nur zum Teil technisch nutzbar. So muß u.a. beachtet werden, daß

- bei den Abfallmengenangaben auch Kleintierhaltungen berücksichtigt wurden, bei denen das beschränkte Aufkommen an organischer Abfallmasse für eine technische Nutzung nicht ausreicht.
- auch die in Weidewirtschaft gehaltenen Tiere (Milchkühe, Mastrinder, Schafe, etc.) einbezogen wurden. Hier dürfte sich ein Sammeln der Exkremente als äußerst schwierig erweisen.
- ein Sammeln der tierischen Abfälle von mehreren Stallungen wegen der Gefahr einer Übertragung von Seuchen und Krankheiten nicht angestrebt werden sollte.
- Biogasanlagen meist einen kontinuierlichen Anfall des Faulsubstrats erwarten. Betriebe mit diskontinuierlicher Mast (z.B. zu Weihnachten, nur im Verlauf des Winters) oder gemischter Stall- und Weidewirtschaft sind daher für eine Biogasnutzung weniger geeignet.
- es eine nicht zu unterschätzende Ablehnung solcher Anlagen bei den landwirtschaftlichen Betriebsleitern gibt.

Demgegenüber zeichnet sich die Biogasnutzung durch eine Reihe von volks- und betriebswirtschaftlichen Vorteilen aus, die eine stärkere staatliche Förderung wünschenswert erscheinen lassen.

- Nach dem biochemischen Umsetzungsprozeß im Verlauf der Ausgasung wirkt die Gülle auf Pflanzen nicht mehr ätzend. Außerdem ist der Stickstoff zu ca. 15 % besser pflanzenverträglich. Damit ist ein Ausbringen während der Vegetationsperiode möglich (sog. Kopfdüngung): Dies kann zu einer Verminderung der Umweltbelastung führen.
- Durch die Ausfäulung wird die Gülle sterilisiert. Eine Übertragung von Krankheiten kann vermieden werden.
- Durch die Umsetzung wird das Faulsubstrat geruchsneutral. Dies ist insbesondere innerhalb und in der Nähe von Dörfern und Wohnsiedlungen von großer Bedeutung.

Berücksichtigt man all diese Restriktionen, erscheint eine Biogasnutzung nur in Betrieben technisch sinnvoll, die mehr als 50 Großvieheinheiten (GV) domestizieren. Hier ist sowohl ein entsprechend hoher Anfall an tierischen Exkrementen für den Betrieb einer Anlage gegeben als auch ein gewisser Energiebedarf. Insbesondere bei Mastbetrieben mit über 100 Großvieheinheiten ist auch die umweltverträgliche Beseitigung der anfallenden Gülle ein Problem (vgl. z.B. Gülleverordnung in Schleswig-Holstein).

Die Kosten für Anlagen zur Gewinnung von Biogas liegen in der Größenordnung zwischen 1.000 und 3.000 DM/GV [6]. Zusätzlich müssen noch 20.000 bis 100.000 DM für den Gasspeicher mit in die Überlegungen einbezogen werden. Diese große Bandbreite der möglichen Kosten ist im wesentlichen auf die starke Kostendegression bei zunehmender

Baugröße, auf den jeweiligen Eigenarbeitsanteil des Nutzers, auf den möglichen Einsatz schon im Betrieb vorhandener Anlagenteile und auf die denkbare Involvierung von gebrauchten Systemkomponenten zurückzuführen. So liegen z.B. die Gesamtkosten für eine Anlage zur Umsetzung der organischen Abfälle von rund 50 Großvieheinheiten bei rund 215.000 DM [11].

Die Biogasnutzung ist folglich eine Option, die derzeit – aber auch kurz- bis mittelfristig – allein aus energetischen Gründen nicht wirtschaftlich ist. Auch gibt es noch eine Reihe verfahrenstechnischer Probleme zu lösen. Der größte Vorteil solcher Anlagen ist in der Reduzierung der Umweltbelastung insbesondere in solchen Gemeinden zu sehen, auf deren Gemarkungsfläche sich Großmästereien befinden. Hier kann neben einer Entschärfung des Gülleproblems auch ein Beitrag zur örtlichen Energieversorgung geleistet werden. Dies ist jedoch im jeweiligen Einzelfall vor Ort zu prüfen.

5 Gesamtpotentiale und Schlußbetrachtung

In den vergangenen Abschnitten wurde der Entwicklungsstand und die Versorgungspotentiale einzelner ausgewählter regenerativer Energiequellen diskutiert. Nun soll abschließend der Frage nach dem möglichen Beitrag, den die regenerativen Energiequellen insgesamt zur Energieversorgung in der Zukunft leisten können, nachgegangen werden.

Bei der Frage nach dem möglichen Beitrag ist scharf zu trennen zwischen dem, was aus technischer Sicht möglich erscheint (technisches Potential) und dem was man unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit erschließen kann (wirtschaftliches Potential). Dabei geht das letzte davon aus, daß erneuerbare Energiequellen nur dann eingesetzt werden, wenn sie für den Verwendungszweck gleich günstige Erzeugungskosten haben wie konventionelle Systeme, d.h. das wirtschaftliche Potential wird wesentlich von der Kostenentwicklung der konventionellen Energieträger mitbestimmt werden. Abb. 5.1 zeigt für Baden-Württemberg das technische und wirtschaftliche Potential aus erneuerbaren Energiequellen sowohl für die Stromerzeugung und als auch für die Endenergieerzeugung. Weiterhin sind Projektionen des Strom- und Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg für das Jahr 2020 dargestellt. Der Strombedarf kann je nach wirtschaftlicher Entwicklung und anderen Randbedingungen etwa konstant bleiben oder auf 73 TWh/a ansteigen. Für den Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg liegt die Entwicklungsbandbreite zwischen 200 und 300 TWh/a .

Das gesamte technische Potential der Stromerzeugungsmöglichkeiten aus erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg beträgt etwa 12 TWh/a ; dies sind etwa 20 % des langfristig zu erwartenden Stromverbrauchs. Ähnlich sieht es bei dem gesamten technischen Potential zur Energiegewinnung (Strom und Wärme) aus, das in der Größenordnung von rund 57 TWh/a liegt (ca. 20 % des zukünftig zu erwartenden Energieverbrauchs). Es sind also durchaus deutliche Beiträge der erneuerbaren Energiequellen technisch nutzbar, allerdings unter Vernachlässigung aller wirtschaftlichen Überlegungen. Um die wirtschaftliche Komponente mit hinzuzuziehen, müssen zunächst Annahmen getroffen werden, wie sich die Energieträgerpreise bei den konventionellen Systemen entwickeln werden.

Dabei wurde einmal unterstellt, daß sich die Heizölpreise von heute rund 30 Pf/l langfristig auf real 75 Pf/l bzw. 160 Pf/l erhöhen. Unter diesen Annahmen ergibt sich ein wirtschaftliches Potential der erneuerbaren Energiequellen zur Bereitstellung von Endenergie von 15 TWh/a bzw. fast 40 TWh/a . Dies wären etwa 6 bis 15 % des zukünftigen Endenergieverbrauchs (mittlere Variante, vgl. [14]). Bei der Stromerzeugung hängt das wirtschaftliche Potential der erneuerbaren Energiequellen nicht von den Energiepreisentwicklungen auf den Weltmärkten ab, da in Baden-Württemberg Strom im wesentlichen aus Kernenergie und heimischer Kohle erzeugt wird. Das wirtschaftliche Stromerzeugungspotential liegt bei etwa 7 TWh/a , entspricht also 10 bis 14 % des zukünftig zu erwartenden Strombedarfs.

Potentialabschätzungen für die gesamte Bundesrepublik führen zu ähnlichen prozentualen Beiträgen aus regenerativen Energiequellen. Wie bereits an ausgewählten Beispielen ausgeführt, schwankt das Angebotspotential einzelner regenerativer Optionen sehr, so daß die lokale Bedeutung stark variieren kann. Hieraus und aus der Tatsache, daß die Nutzung erneuerbarer Energien meist in Anlagen kleiner Leistung erfolgt, ergibt sich u.U. im Einzelfall eine besondere Bedeutung für die örtliche Energieversorgung. Auch darf

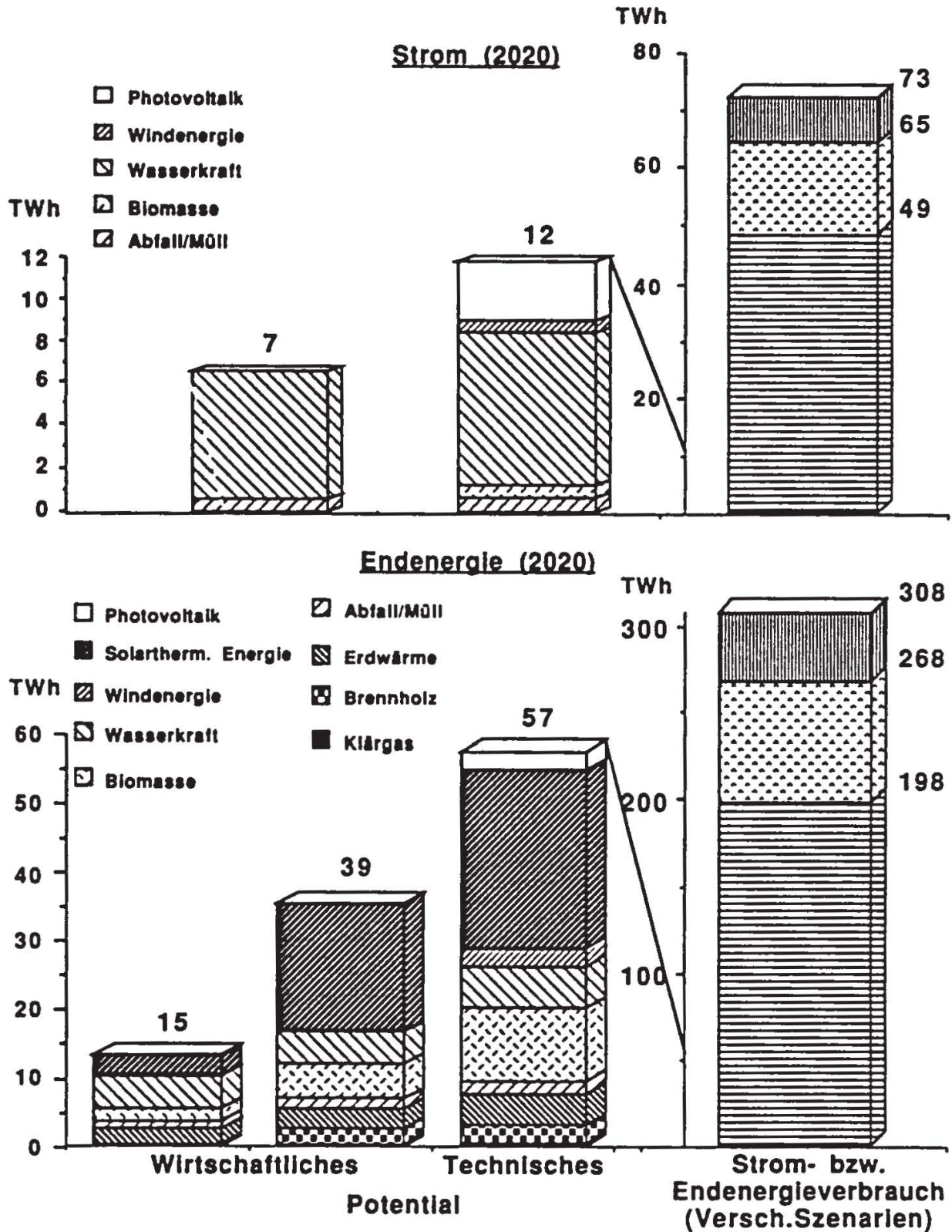


Abbildung 5.1: Potentiale der erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg

die dezentrale, örtliche Energieversorgung nicht Selbstzweck sein. Sie muß ein Teil des Gesamtsystems unserer Energieversorgung mit dem Ziel darstellen, den Energiebedarf sicher, umweltverträglich und kostengünstig zu decken. Damit bestimmt sich die Rolle der Regenerativen für örtliche Energieversorgungskonzepte aus dieser Gesamtperspektive.

Faßt man zusammen, so läßt sich feststellen, daß in den letzten 15 Jahren erhebliche Fortschritte in technischer Sicht im Zusammenhang mit der Nutzung der verschiedenen regenerativen Energiequellen gemacht worden sind. Trotz dieser positiven Entwicklung sind, auch wegen der gegenwärtig niedrigen Energieträgerpreise, heute nur wenige Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien konkurrenzfähig, wie dies z.B. bei der Wasserkraftnutzung und der solaren Freibadwassererwärmung der Fall ist. Die energetische Nutzung von Rest- und Abfallbiomasse kann zur Lösung der Abfallprobleme beitragen. Einige weitere Techniken zur Nutzung dieser regenerativen Optionen bieten noch ein erhebliches Entwicklungspotential, das es durch langfristig kontinuierlich angelegte Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auszuschöpfen gilt. Bei örtlich besonders günstigen Bedingungen kann die Nutzung regenerativer Energiequellen einen wesentlichen Beitrag zur örtlichen Energieversorgung leisten. Die jeweils vorliegenden Möglichkeiten sind individuell zu ermitteln und zu bewerten. Aus der Gesamtsicht der Energieversorgung der Bundesrepublik wird der Beitrag der regenerativen Energiequellen zur Energieversorgung deshalb sicher zunehmen. Diese Optionen werden aber nach gegenwärtigem Kenntnisstand nicht die Hauptlast der Versorgung tragen können.

Literatur

- [1] Schäfer, H.
Regenerative Energie als additive Energiequelle, Aufgaben der Forschung und Entwicklung
9. Gesprächsabend des VDI für Bundestagsabgeordnete, Bonn, 10. November 1988
- [2] Faninger, G.
Wasserstoff: Energieträger mit Zukunft
Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft 42(1989), 1, S. 67 - 77
- [3] Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1987
Elektrizitätswirtschaft 87(1988), 20, S. 925 - 1005
- [4] Wagner, E.
Wasserkraftnutzung und Wasserkraftpotential in der Bundesrepublik Deutschland, Erkenntnisstand 1989
Elektrizitätswirtschaft 88(1989), 11, S. 635 - 646
- [5] Giesecke, J. et al
Nutzung der Wasserkraft
Teilgutachten im Rahmen des Energiegutachtens Baden-Württemberg, Inst. für Wasserbau, Universität Stuttgart, November 1987
- [6] Müller, T. et al
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Universität Stuttgart, Juli 1989
- [7] Lindly, D.
The Wind-Turbine Industry - A Review
Euroforum New Energies, Saarbrücken, 24. bis 28. Okt. 1988, Vol.1, S. 258
- [8] BMFT (Hrsg.)
Windenergie für die Bundesrepublik Deutschland
Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn, März 1989
- [9] Christoffer, J.; Ulbricht-Eissing, M.
Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland
Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 147, 2. vollständig neu bearbeitete Auflage, Offenbach 1989
- [10] Molly, J.P.; Schott, T.
Perspektiven der Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland
Strategiestudie, Fördergemeinschaft Windenergie e.V., Kiel, Juli 1988
- [11] Müller, T. et al
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Universität Stuttgart, Juni 1989
- [12] Plewnia, M.
Analyse photovoltaisch unterstützter Stromversorgungssysteme am Beispiel eines Einfamilienhauses
Dissertation, Universität Stuttgart, Mai 1987

- [13] Gornik, E.
Die Solarzelle - Entwicklungstrends - Entwicklungspotential
Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft 42(1989), 1, S. 1 - 3
- [14] Voß, A. (Projektleitung)
Perspektiven der Energieversorgung
Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Universität Stuttgart, November 1987
- [15] Faninger, G.
Entwicklungsstand und Zukunftsperspektiven der Photovoltaik
Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft 42(1989), 1, S. 4 - 25
- [16] Bloss, W.H. et al
Perspektiven der Photovoltaik
Vortrag, ENERTEC 88, Itzeho, 30. November 1988
- [17] Voß, A.
Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung regenerativer Energieerzeugung
Vortrag, 8. Deutsches Atomrechtssymposium, München, 1. bis 3. März 1989
- [18] Dohne, E.
Biogasverwertung, Biogasmotoren und Wirtschaftlichkeit
GIT (Fachzeitschrift für das Laboratorium) 29(1985), Vorabdruck
- [19] Dohne, E.
Entwicklungsstand bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen
gwf-gas/erdgas 124(1983), 8, S. 389 - 394
- [20] Meliß, M.
Stand und Aussichten ausgewählter Techniken zur Nutzung regenerativer Energiequellen
Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, 1987
- [21] Bischoff, T. et al
Energetische Nutzung von Biomassen aus der Land- und Forstwirtschaft
Teilgutachten im Rahmen des Energiegutachtens Baden-Württemberg, Institut für Agrartechnik, Universität Hohenheim, November 1987
- [22] Strehler, A.
Wärme aus Stroh und Holz
DLG-Manuskript, 2. überarbeitete Auflage, Mai 1987
- [23] Nast, P.M.; Schreitmüller, K.
Thermische Nutzung der Sonnenenergie
Teilgutachten im Rahmen des Energiegutachtens Baden-Württemberg, Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart, November 1987
- [24] Elstermann, A.
Wind Power Penetration Study of the European Commission
Studie im Auftrag der EG, Februar 1989