

Inhaltsverzeichnis

1. Energie und Umwelt

1.1	Der Energiebedarf des Menschen	1-1
1.2	Deckung des Energiebedarfs	1-3
1.2.1	Weltenergiebedarf	1-3
1.2.2	Energiebedarf in Deutschland	1-4
1.2.3	Weltenergievorräte	1-4
1.3	Auswirkung des Energieeinsatzes auf die Umwelt	1-10
1.4	Energieströme auf der Erde	1-15
1.5	Nutzungsarten regenerativer Energien	1-16
1.6	Nutzung regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung in Deutschland	1-17
1.7	Energiebegriffe	1-18
1.7.1	Energiewandlung	1-18
1.7.2	Wirkungsgrad	1-19
1.7.3	Einheiten	1-19

2. Geothermische Energien

2.1	Der Aufbau der Erde	2-1
2.2	Entstehung der Erdwärme	2-2
2.3	Wärmeinhalt der Erde und nutzbare Potentiale	2-2
2.4	Geothermische Vorkommen und Nutzungsarten	2-4
2.5	Daten zur Nutzung geothermischer Energie	2-11
2.5.1	Direkte Wärmenutzung	2-11
2.5.2	Geothermische Stromerzeugung	2-12
2.6	Geothermie in Deutschland	2-15
2.7	Geothermie-Beispiele	2-20

3. Solarenergie

3.1	Theoretische Grundlagen zur Sonnenenergie	3-1
3.1.1	Die Sonne als Energiequelle	3-1
3.1.2	Strahlungswerte und Solarstrahlungsspektrum	3-2
3.1.3	Sonnenstrahlung auf der Erde	3-4
3.1.4	Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen	3-8
3.1.5	Einfluß des Sonnenstandes	3-10
3.1.6	Berechnung des Sonnenstandes	3-12
3.1.7	Berechnung des Sonneneinfallswinkels	3-14
3.1.8	Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene	3-14
3.1.9	Direkte Strahlung auf der geneigten Ebene Beispiel: Berechnung von Strahlungsenergien und –stärken	3-15 3-16
3.2	Aufbau und Funktion von Solarzellen	3-17
3.2.1	Historischer Überblick	3-17
3.2.2	Der Photoeffekt	3-17
3.2.3	Funktionsprinzip einer Solarzelle	3-19
3.2.4	Übersicht Solarzellentypen	3-23
3.2.5	Prinzipieller Aufbau einer Silizium-Solarzelle	3-24
3.2.6	Kenngröße von Solarzellen	3-25

3.3	Von der Solarzelle zum PV-Modul	3-34
3.3.1	Strahlungsgewinn durch Neigung oder Nachführung	3-36
3.4	Netzunabhängige PV-Anlagen (Insel-Anlagen)	3-39
3.5	Netzgekoppelte PV-Anlagen	3-40
3.5.1	Die PV-Anlage der FHD als Beispiel	3-41
3.5.2	Wechselrichter	3-42
3.6	Kosten von PV-Anlagen	3-48
3.7	Terrestrische Anwendungen der Photovoltaik	3-49
3.8	Andere Solarenergienutzung	3-49
3.9	Planung von Photovoltaik-Anlagen	3-56
4.	Windkraft	
4.1	Geschichte der Nutzung von Windenergie	4-1
4.2	Entstehung des Windes	4-5
4.2.1	Atmosphärenschichten	4-7
4.2.2	Windströmung	4-7
4.3	Windressourcen in Europa	4-11
4.4	Regionale Windverteilung in Deutschland	4-13
4.5	Voraussetzungen einer ökonomisch sinnvollen Windenergienutzung	4-14
4.5.1	Windgeschwindigkeit	4-15
4.5.2	Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit	4-15
4.5.3	Häufigkeitsverteilung	4-17
4.5.4	Windrichtung	4-20
4.5.5	Topographische Strukturen	4-20
4.6	Leistungsdichte des Windes	4-20
4.7	Rotorbauarten	4-27
4.7.1	Widerstandsläufer	4-27
4.7.2	Auftriebsläufer	4-29
4.8	Bauformen von Windkraftanlagen	4-33
4.8.1	Windkraftanlagen mit vertikaler Drehachse	4-33
4.8.2	Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse	4-34
4.9	Elektrische Anlagenkonzepte	4-40
4.9.1	Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung	4-41
4.9.2	Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung	4-41
4.9.3	Synchrongenerator mit Umrichter und Zwischenkreis	4-42
4.9.4	Drehzahlregelbare Asynchrongeneratoren	4-43

1. Energie und Umwelt

1.1 Der Energiebedarf des Menschen

Die Evolutionsgeschichte markiert den Zeitpunkt des Menschwerdens mit der Nutzung des Feuers durch den Menschen, d.h. mit der dabei entstehenden Wärmeenergie des Feuers. Damit begann die Energietechnik, die für Millionen von Jahren auf der Verbrennung von Holz, einem nachwachsenden Rohstoff zur Wärmeenergieerzeugung, basierte. Die mechanische Energie, eine weitere, für die Evolution bedeutende Energieform, konnte nur aus der Muskelkraft von Mensch und Tier gewonnen werden. Erst vor einigen Jahrhunderten begann die Nutzung von Wasser- und Windenergie in Mühlen. Die nächste Epoche der Energietechnik setzte mit der Industrialisierung und dem Einsatz fossiler Energieträger ein. Damit einhergehend wurde der Anteil der Muskelkraft zur Bereitstellung von mechanischer Energie immer geringer. Um 1850 galt ein Verhältnis von 94% Muskelkraft von Mensch und Tier zu 6% Maschinenkraft (Kohle, Wind und Wasserkraft). Hundert Jahre später, im Jahre 1950 hatte sich dieses Verhältnis schon umgekehrt, und bis heute, tendenziell auf ca. 2% Muskelkraft und 98% Maschinenkraft verändert.

Der mit der fortschreitenden Industrialisierung verbundene Energieverbrauch auf der Erde nahm mit jährlichen Steigerungsraten von 2 bis 5% von 1900 bis zur Ölkrise 1973 kontinuierlich zu. Danach flachte der Anstieg ab, liegt aber seit den 80er Jahren wieder zwischen 2 und 3% (s. Abb. 1.1). Ein weiterer Grund für den Verbrauchsanstieg ist das rasche Anwachsen der Weltbevölkerung. 2009 lebten etwa 6,8 Milliarden Menschen auf der Erde, die insgesamt pro Jahr ungefähr 470 EJ Energie verbrauchten.

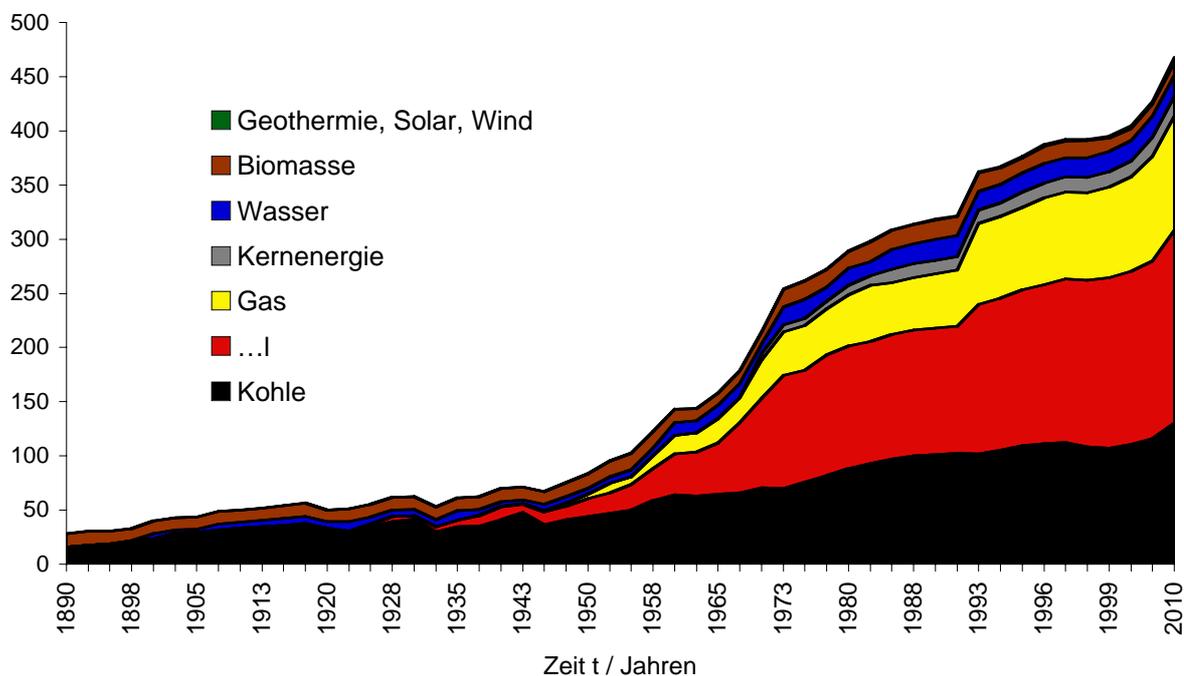


Abb. 1.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der Welt /BMW, Energiedaten 2009/

Angaben in EJ	1938	1950	1960	1968	1980	1995	2001	2007
Feste Brennstoffe ^{*1)}	37,85	46,67	58,54	67,83	77,11	102,35	94,41	123,17
Flüssige Brennstoffe ^{*2)}	11,01	21,15	43,92	79,16	117,11	138,53	146,98	165,64
Naturgase	2,93	7,38	17,96	33,90	53,73	88,69	90,61	110,54
Wasserkraft	0,67	1,26	2,52	3,86	6,35	9,117	9,458	10,77
Kernenergie	0	0	0	176	2,46	8,164	9,565	11,27
Gesamt	52,47	76,47	122,34	184,76	256,75	346,867	351,03	421,39

*1) Braunkohle, Steinkohle u. a. *2) Erdölprodukte

Tab. 1.1: Weltprimärenergieverbrauch relevanter Energieträger für ausgewählte Jahre

Entwicklung der Weltbevölkerung

Der Weltenergieverbrauch steht in einem direkten Zusammenhang mit der Bevölkerung auf der Erde. Nach einer Studie der UN wird die Weltbevölkerung auch weiter ansteigen. Bis zum Jahr 2050 werden demnach zwischen rund 7,9 Mrd. und 10,9 Mrd. Menschen auf der Erde leben.

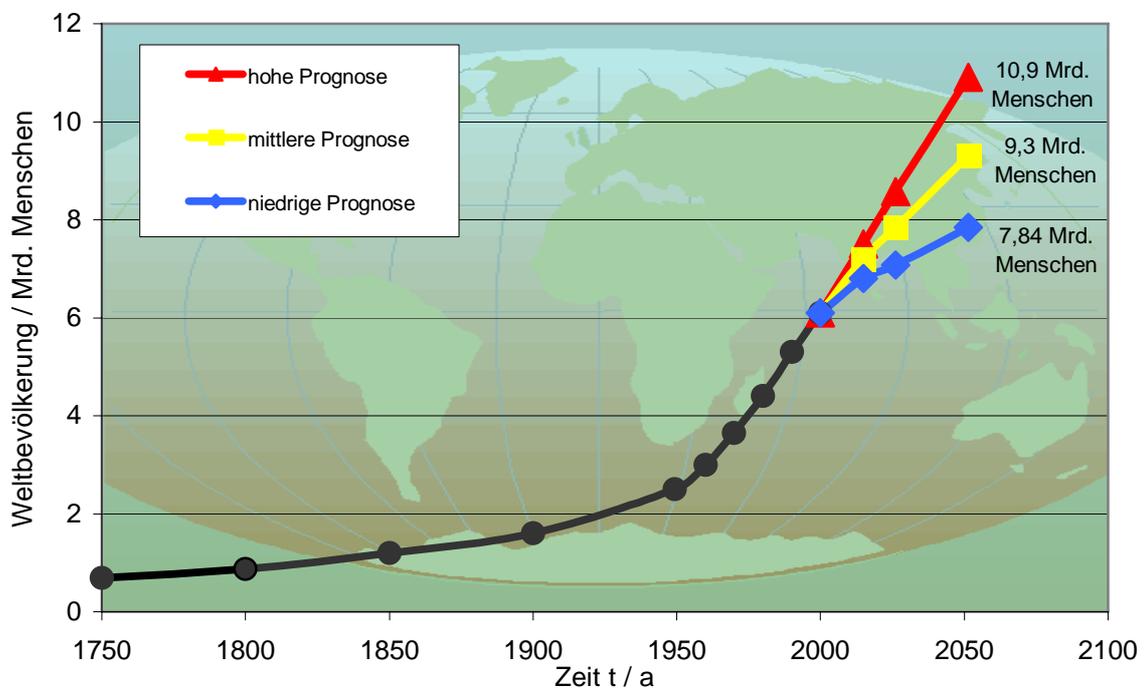


Abb. 1.2: Bevölkerungsentwicklung in der Welt

1.2 Deckung des Energiebedarfs

1.2.1 Weltenergiebedarf

Durchschnittlich verbraucht ein Bewohner dieser Welt pro Jahr eine Energiemenge, die dem Energieinhalt von zwei Tonnen Steinkohle entspricht. Davon entfallen z.Zt. etwa 88% auf die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle. Holz und Wasserkraft decken ca. 8% des Weltenergiebedarfs, die restlichen Energiearten Sonne, Wind und Kernenergie haben einen Anteil von 4%.

Wird der Energieverbrauch in den verschiedenen Regionen der Erde verglichen, zeigen sich gravierende Unterschiede der jährlichen Pro-Kopf-Verbräuche: In D 456 Mio.t SKE (-5% von 2010), 81,8 Mio. Einwohner.

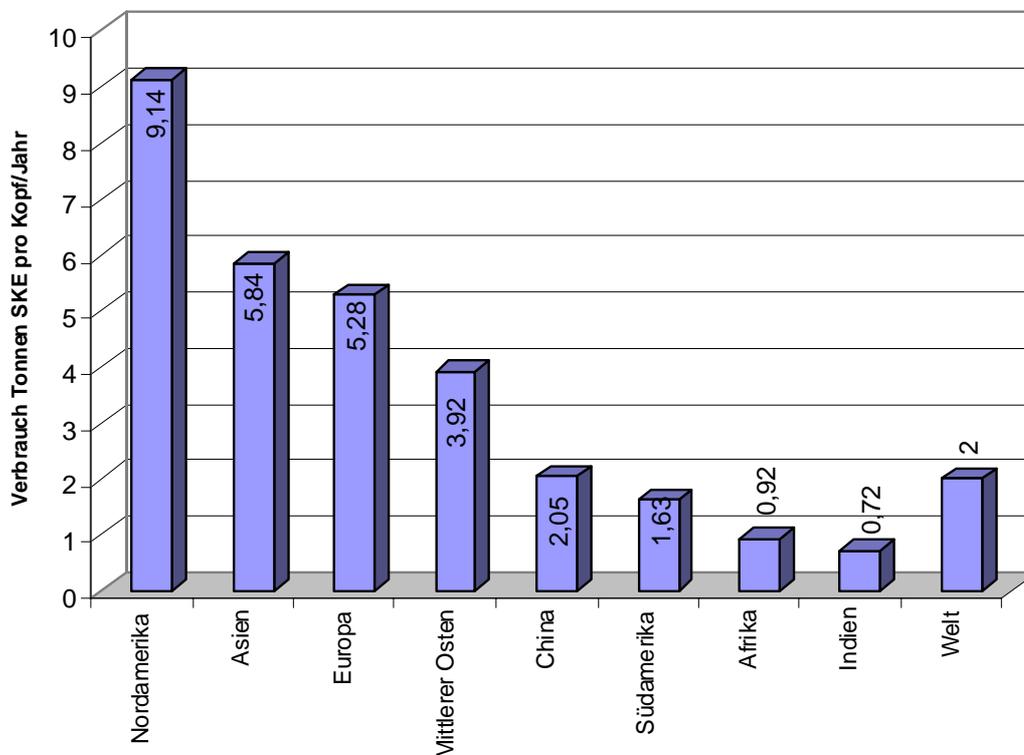


Abb. 1.3: Pro-Kopf-Verbrauch in der Welt /BMWi, Energiedaten 2009/

Anders ausgedrückt: 25% der Weltbevölkerung verbraucht mehr als 75% der genutzten Energie.

Detaillierte Untersuchungen der Internationalen Energieagentur prognostizieren eine mittlere Zunahme der benötigten Energie von 96 % im Jahr 2020 gegenüber 2000. Demnach würde der Weltenergiebedarf auf 780 EJ/a im Jahr 2020 ansteigen. Der Pro-Kopf-Verbrauch auf der Erde steigt nach der Studie um über 63 % gegenüber dem Jahr 2000 auf 290 MJ/(Tag*Person), was einer Menge von 8,5 l Heizöl/Tag entspricht:

Es ist weiterhin zu beachten, daß die Steigerung beim Energiebedarf unter den Nationen variiert. So wird zum Beispiel die benötigte Energie bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Basisjahr 2000 mindestens zunehmen um /Internationale Energieagentur/ :

22 % in den OECD-Ländern (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)

36 % in den Ländern, die sich in einer Übergangsphase von einer geringen Wirtschaftskraft zu einer leistungsfähigen Ökonomie befinden (Schwellenländer)

ca. 83 % in China

1.2.2 Energiebedarf in Deutschland

Der jährliche Primärenergiebedarf der Bundesrepublik hat sich seit der Ölkrise 1973 bei ungefähr 570 Mio t SKE (ca. 6 t SKE pro Kopf und Jahr) /BMWi/, davon rund 70% Importe, stabilisiert, obwohl die Wirtschaft im gleichen Zeitraum über 50% gewachsen ist. Die fossilen Brennstoffe decken rund 81%, Kernenergie rund 11% und Regenerative Energien 7,4% des Bedarfs.

Der elektrische Energieverbrauch in Deutschland ist seit dem Beginn der Elektrifizierung, gegen Ende des 19. Jahrhunderts, stetig angestiegen. In den 50er und 60er Jahren gab es jährliche Steigerungsraten bis zu 7%, was eine Verdoppelung des Verbrauchs in einem Zeitraum von 10 Jahren bedeutet. Die jährliche Steigerungsrate hat sich in den letzten Jahren verringert und beträgt heute etwa 0,6%, bei einem Gesamtverbrauch an elektrischer Energie von etwa 540 Milliarden kWh pro Jahr. Dies entspricht 6.500 kWh pro Einwohner. Zur Gewinnung der elektrischen Energie werden in den deutschen Kraftwerken ungefähr 1.525 Milliarden kWh (= 187 Mio t SKE) an Primärenergie eingesetzt. Die verschiedenen Primärenergieträger hatten 2007 an der elektrischen Energieerzeugung folgende Anteile /BMWi, Energiedaten 2007/:

• Fossile Brennstoffe:		2009
Steinkohle:	24,5 %	18 %
Braunkohle:	27,0 %	25 %
Erdgas:	10,8 %	13 %
Heizöl:	1,4 %	2 %
übrige Brennstoffe:	4,4 %	4 %
• Kernenergie:	27,9 %	23 %
• Wasser/ Wind:	4,2 %	RE: 16 %

1.2.3 Weltenergievorräte

Im Laufe der Erdgeschichte entstanden durch Inkohlung und weitere, im heutigen Zeitmaßstab in unvorstellbar langen Zeiträumen ablaufende, natürliche Prozesse die "Lager" der heute genutzten Primärenergieträger.

Die Inkohlung ist kurz gesagt eine Umbildung von pflanzlicher Substanz zu Torf und Kohle unter Anreicherung von Kohlenstoff, bedingt durch biochemische sowie geochemische oder metamorphe Vorgänge (Wärme- und Druckwirkung, abhängig von der Zeitdauer). Bei der Inkohlung werden der Atmosphäre große Mengen von Kohlenstoff über lange Zeiträume entzogen. Dieser über Jahrtausende anhaltende Entzug an Kohlenstoff wird durch die Verbrennung der fossilen Primärenergieträger innerhalb von voraussichtlich 3 bis 4 Jahrhunderten (Industriezeitalter, Beginn 18. Jahrhundert) in Form von CO₂ der Atmosphäre wieder zugeführt.

Dieser Verbrauch der begrenzten und immer aufwendiger zu gewinnenden Rohstoffe bzw. Primär-

energieträger sollte in Zukunft soweit eingeschränkt werden, daß noch viele Generationen den Nutzen dieser Primärenergieträger erfahren. Die Entstehungsgeschichte von Kohle, Erdöl und Erdgas überstreift eine so immense Zeitspanne, daß nach Verbrauch der bestehenden Reserven auf lange Sicht keine Vorkommen dieser Art "nachwachsen" werden.

Der Ursprung des Erdöls ist noch nicht restlos geklärt. Wegen der chemischen Zusammensetzung des Erdöls gilt jedoch seine Herkunft aus organischen Stoffen und deren Bildung im Meer (Salz- oder Brackwasser) als ziemlich sicher /Brockhaus Enzyklopädie/.

Erdgas ist zum Teil gemeinsam mit Erdöl entstanden, zum Teil hat es sich im Laufe der Inkohlung aus Kohle gebildet. Die Suche nach Lagerstätten und die Ausführung der Bohrungen ist ähnlich wie beim Erdöl.

Uran ist als Mineral ein Bestandteil von Erzen, die bei der Bildung der Erdkruste entstanden sind /Dammer/.

Die auf der Erde nachgewiesenen Reserven an Energierohstoffen belaufen sich auf ca. 38.700 EJ /BGR, 2007/, das etwa dem 80-fachen des Weltenergiebedarfs im Jahr 2009 entspricht. Die Anteile bestehen aus,

46,7 %	Steinkohle
17 %	konventionellem Erdöl
5,7 %	unkonventionellem Erdöl
18 %	konventionellem Erdgas
0,5%	unkonventionellem Erdgas
8 %	Braunkohle
1,9 %	Uran
2,3%	Thorium

Die zeitlichen Reichweiten der Weltreserven sind kritisch zu bewerten. In Zukunft ist nicht damit zu rechnen, dass weiterhin 25% der Weltbevölkerung 75% des Weltenergieverbrauchs beanspruchen können. In den bevölkerungsreichsten Ländern wie China und Indien nimmt die Industrialisierung an Fahrt auf. Mit dieser Entwicklung war seither immer ein Anstieg des Energieverbrauchs verbunden. D.h. die derzeitigen Fördermengen werden dieser Entwicklung folgend auf keinen Fall konstant bleiben, sondern steigen und somit die angegebenen zeitlichen Reichweiten verringern.

Eine Begleiterscheinung der drohenden Steigerung des Weltenergieverbrauchs ist der Anstieg der Energiepreise. Dafür gibt es zwei Gründe:

1. Der Preis steigt durch die erhöhte Nachfrage (Marktmechanismus).
2. Die fortschreitende Ausbeutung der Reserven erschwert die Erschließung und erfordert neue, in der Regel teurere Technologien zur Gewinnung der Primärenergieträger.

Aus diesem Blickwinkel heraus ist bereits heute ein Umstieg auf regenerative Energien als zusätzliche Energieträger unausweichlich, denn die Einführung neuer Technologien im Energiesektor bedarf erfahrungsgemäß 25 bis 30 Jahre.

Im Folgenden werden die Verteilung der bekannten Weltreserven und die zeitliche Reichweite der Reserven (Stand 2009) bei den aktuellen Fördermengen der vier bedeutenden Primärenergieträger Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran dargestellt. Vorausgesetzt wird hierbei ein gegenüber heute gleichbleibender Energieverbrauch.

Kohle

Kohle

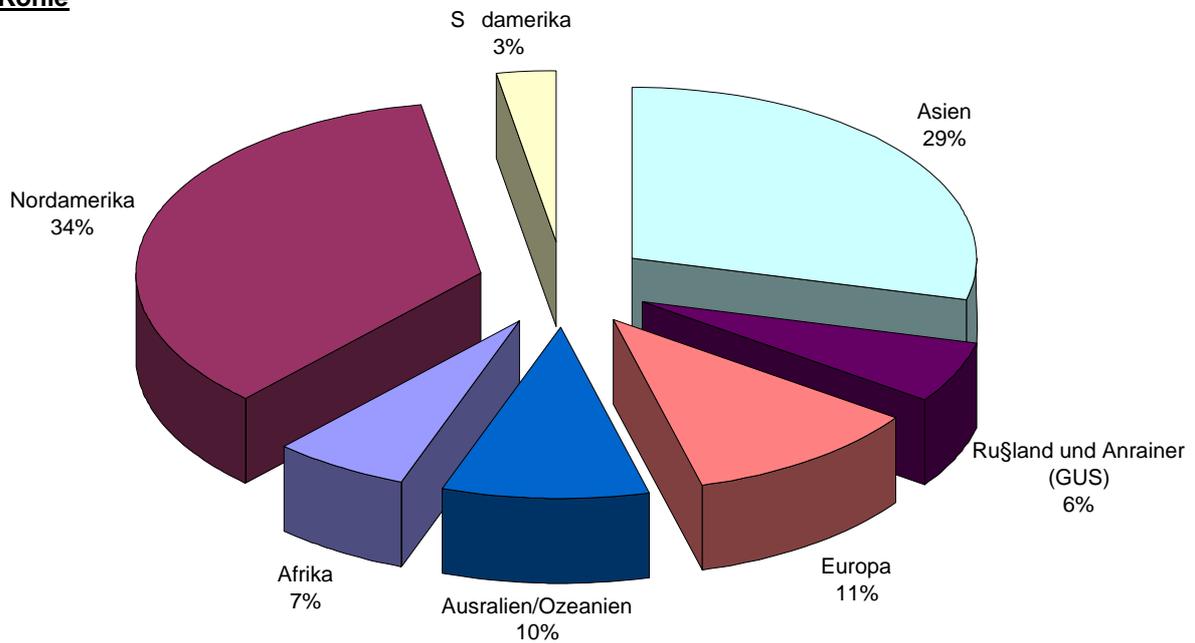


Abb. 1.4: Verteilung der Kohle-Vorräte auf der Erde /BMW, Energiedaten 2009/

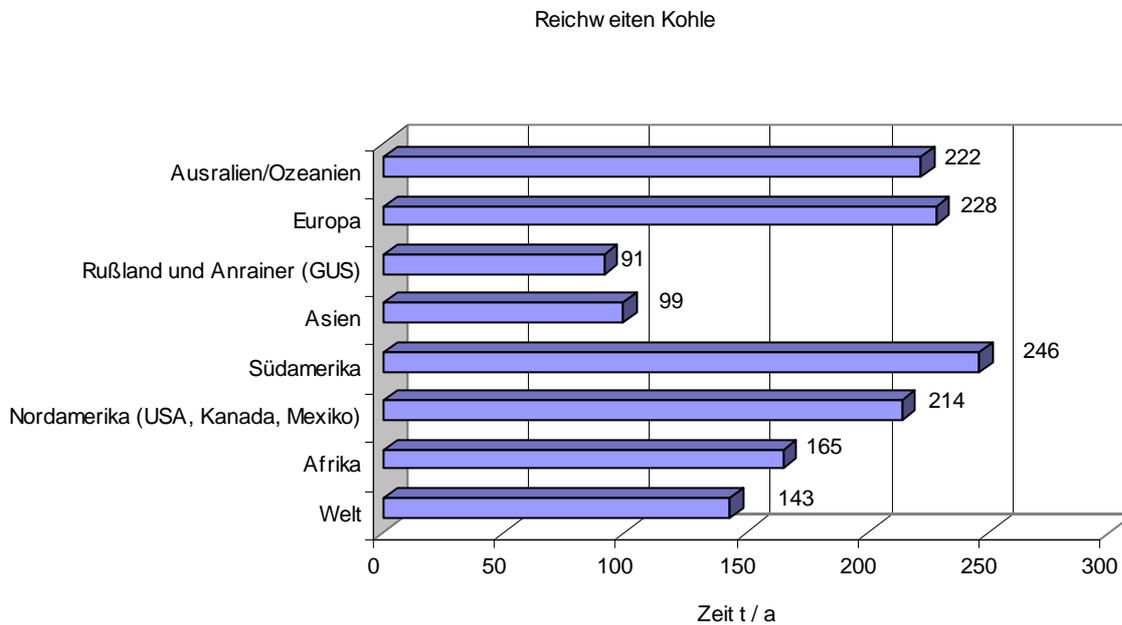


Abb. 1.5: Zeitliche Reichweite der Kohle-Vorräte bei den gegenwärtigen Fördermengen und gleichbleibendem Verbrauch /IEA; BMW, Energiedaten 2009/

Erdöl

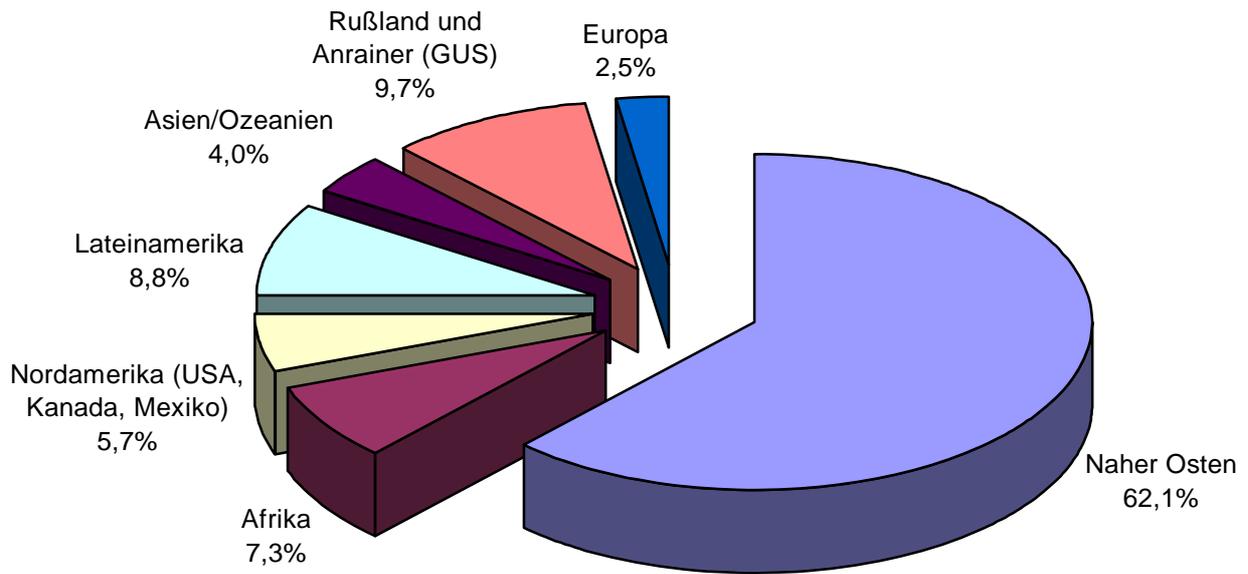


Abb. 1.6: Verteilung der Erdöl-Vorräte auf der Erde /BMW, Energiedaten 2009/

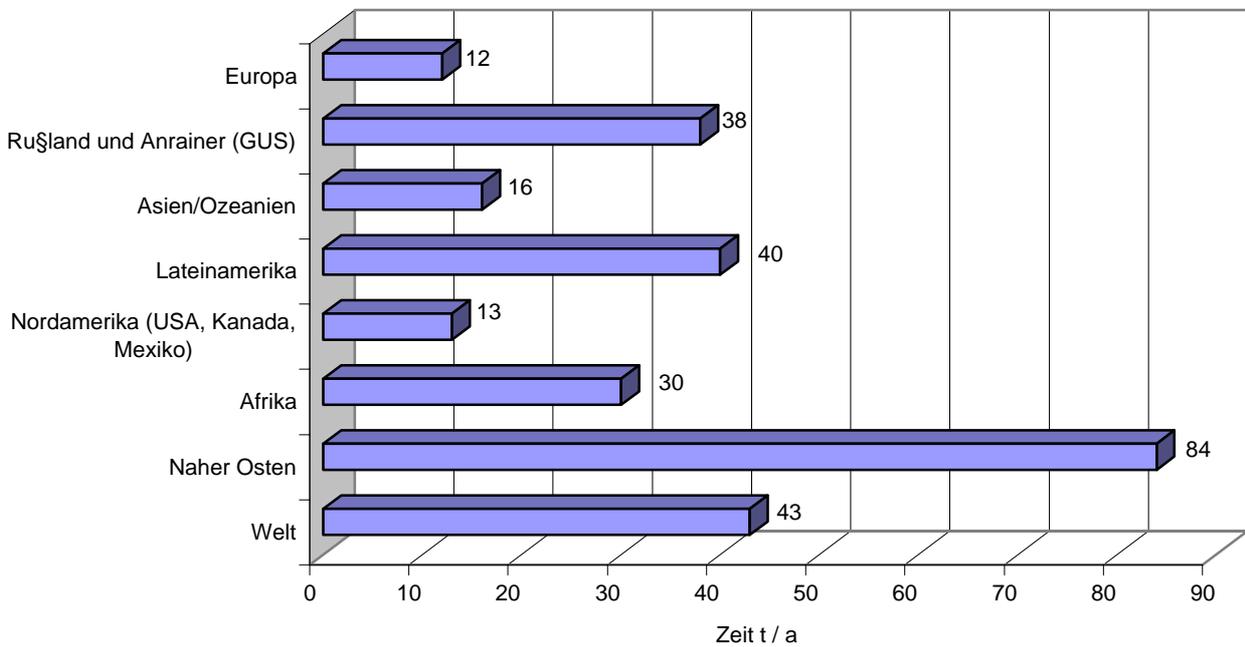


Abb. 1.7: Zeitliche Reichweite der Erdöl-Vorräte bei den gegenwärtigen Fördermengen und gleichbleibendem Verbrauch /BMW, Energiedaten 2009/

Erdgas

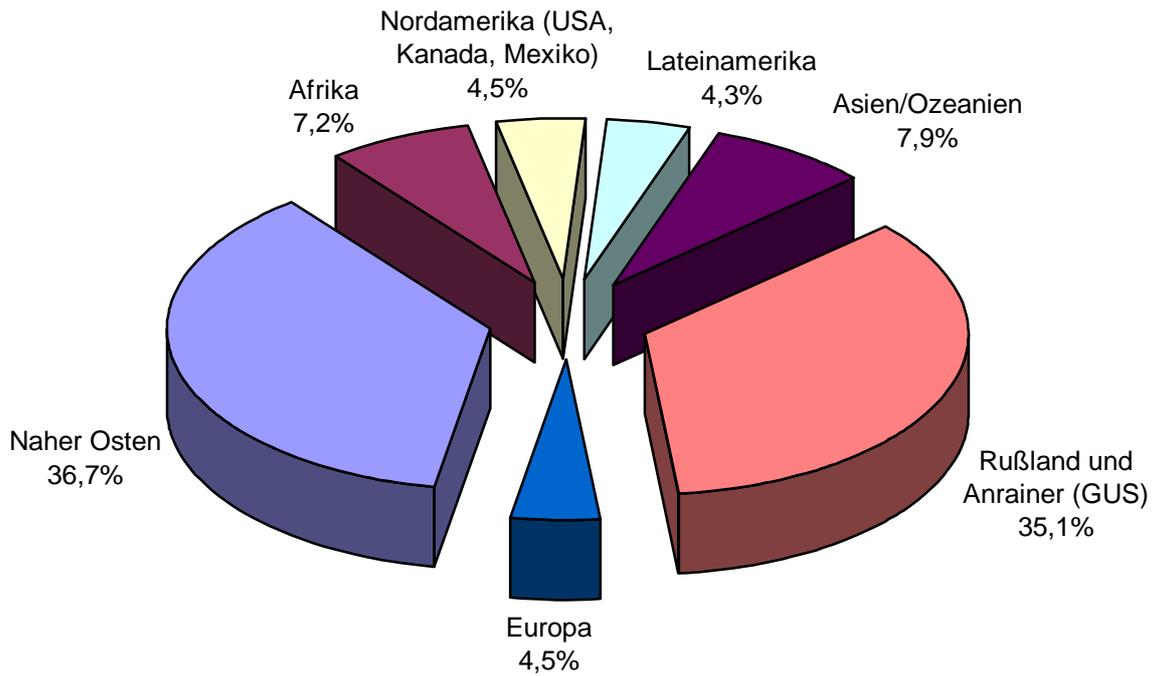


Abb. 1.8: Verteilung der Erdgas-Vorräte auf der Erde /BMW, Energiedaten 2009/

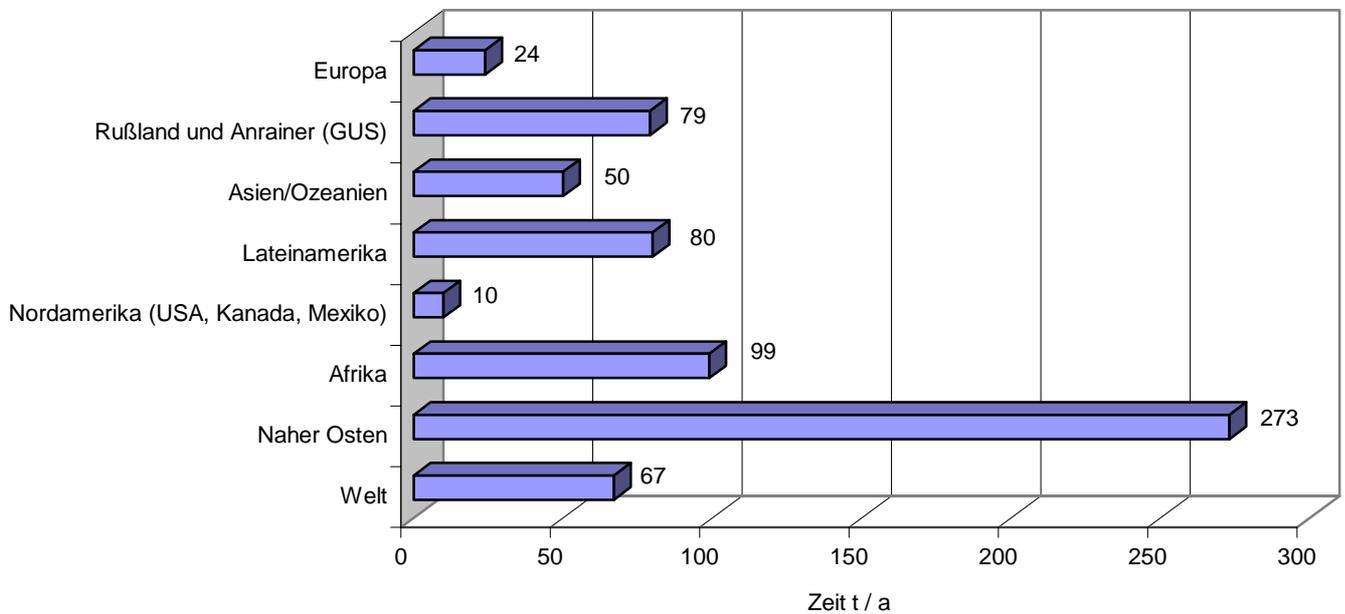


Abb. 1.9: Zeitliche Reichweite der Erdgas-Vorräte bei den gegenwärtigen Fördermengen und gleichbleibendem Verbrauch /BMW, Energiedaten 2009/

Uran

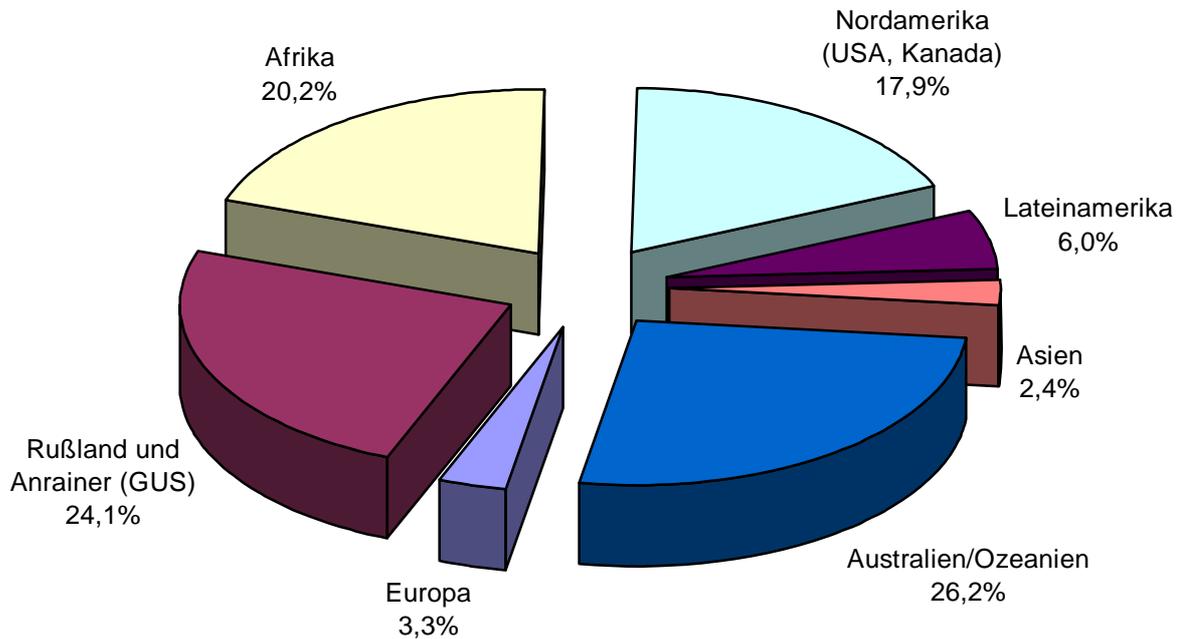


Abb. 1.10: Verteilung der Uran-Vorräte auf der Erde / BGR Energierohstoffe 2009/

Kategorie	Vorräte (t U)	Reichweite (Jahren)
1. Reserven der Kostenkategorie unter USD 80/kgU	4,5 Mio.	69
2. Reserven der Kostenkategorie zwischen USD 80 und 130/kgU	1,01 Mio.	16
3. Weltweite Ressourcen, die bei steigenden Preisen und technischem Fortschritt gewinnbar sind oder aus geologischen Gründen zu erwarten sind. Davon werden über 70 % als gesichert angesehen.	10,5 Mio.	162
Summe	Ca. 16 Mio.	Mehr als 240

Tab. 1.2: Zeitliche Reichweite der weltweiten Uran-Vorräte bei den gegenwärtigen Fördermengen und gleichbleibendem Verbrauch /BGR Energierohstoffe 2009/

1.3 Auswirkungen des Energieeinsatzes auf die Umwelt

Die Probleme, Gefahren und Schäden, die die Menschheit vor allem mit dem Verbrennen der fossilen Energieträger verursacht hat und weiter verursacht sind:

- Bei der Förderung, der Aufbereitung, dem Transport und der Verbrennung der Energieträger entstehen Emissionen und direkte Schädigungen der Natur, wie z. B. durch den Tagebau. Viele Emissionen, wie Schwefeldioxid, Ruß und Kohlenmonoxid, sind für Mensch und Natur giftig. Krankheiten und Allergien beim Menschen und Waldsterben sind die direkt sichtbaren Folgen. Jeder vierte Deutsche leidet an Umweltallergien und in den meisten Regionen Deutschlands sind mehr als die Hälfte der Bäume schwer geschädigt. Gebäude und vor allem Baudenkmäler werden durch Schadstoffeinwirkungen aus der Luft irreparabel in Mitleidenschaft gezogen.
- Ohne den schützenden Einfluss der Atmosphäre würden auf der Erde Temperaturen von etwa -18 °C vorhanden sein. Durch verschiedene natürliche Spurengase, wie Wasserdampf oder Kohlendioxid (CO_2), in der Atmosphäre wird das eintreffende Sonnenlicht wie in einem Treibhaus zurückgehalten. Hierbei kann zwischen dem natürlichen und einem anthropogenen Treibhauseffekt differenziert werden.

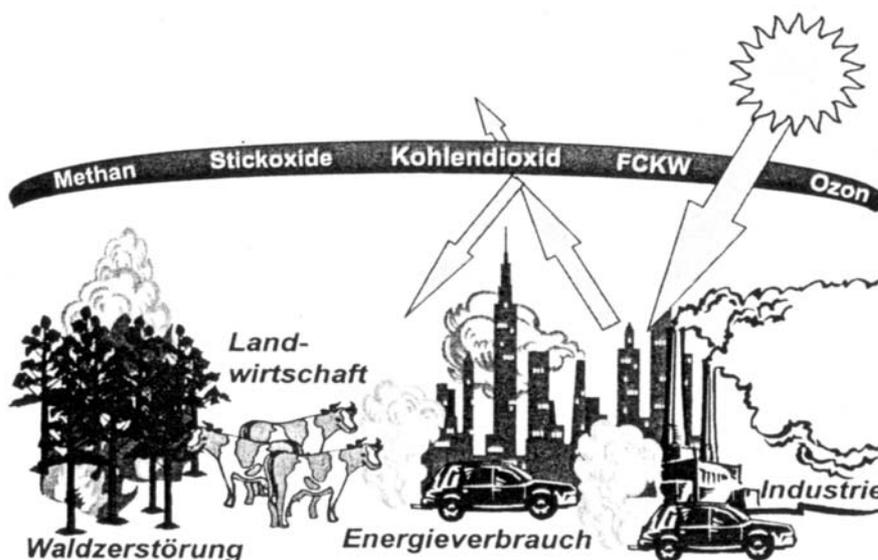


Abb. 1.11: Entstehung des anthropogenen Treibhauseffektes

Der vorhandene natürliche Treibhauseffekt ermöglicht erst ein Leben auf unserer Erde. Die von der Sonne eintreffende Strahlung erwärmt die Erdoberfläche. Dadurch hat sich auf der Erde eine mittlere Temperatur von etwa 15 °C eingestellt. Ohne den natürlichen Treibhauseffekt würde ein Großteil der Wärmestrahlung von der Erdoberfläche in den Weltraum abgestrahlt werden. Bei den Spurengasen in der Atmosphäre hat sich in den letzten Jahrtausenden ein Gleichgewicht ausgebildet, welches das Leben in der heutigen Form ermöglicht hat. Gewiss gab es aus verschiedenen Ursachen über die Jahrtausende immer wieder Temperaturschwankungen, die nicht nur durch die verschiedenen Eiszeiten belegt werden. Dennoch haben sich diese Temperaturänderungen der letzten Jahrtausende stets über einen sehr langen Zeitraum vollzogen, so daß die Natur eine Möglichkeit hatte, sich an die geänderten Verhältnisse anzupassen.

Bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen anthropogene Treibhausgase in großen Mengen, vor allem Kohlendioxid (CO_2). Diese z.T. ungiftigen Gase verringern die Durchlässigkeit der Atmosphäre für langwellige Wärmestrahlung, die von der Erde in den Weltraum abgestrahlt wird, wodurch der anthropogene Treibhauseffekt entsteht. Weltweit sind 2007 fast 31 Mrd. Tonnen CO_2 ausgestoßen worden; alleine in Deutschland über 860 Mio. Tonnen /BMWi/. Daten relevanter Treibhausgase sind in der Tabelle 1.2 zusammengefasst.

Treibhausgas	Einheit	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	FCKW11	H-FKW23
Konzentration	ppm	384	1,7355	0,319	0,000260	0,000014
Verweilzeit	Jahre	5 - 200	12	114	45	260
Konzentrationsanstieg	%/Jahr	0,4	0,4	0,25	-0,5	3,9
spezifisches Treibhauspotenzial	-	1	32	300	6,700	10.000
Anteil am Treibhaus-Effekt	%	64	20	6	10 (alle CKW)	

Tab. 1.3: Kennwerte der Treibhausgase in der Atmosphäre /IPCC 2007/

Kohlendioxid (CO₂), das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe und der Biomassenutzung entsteht, ist mit einem Anteil von 64% am Treibhauseffekt mit Abstand das bedeutendste Treibhausgas. Während sich die Biomasse, wenn sie in dem Maße genutzt wird, wie sie im gleichen Zeitraum wieder nachwachsen kann, weitgehend CO₂-neutral verhält, werden bei der Brandrodung tropischer Regenwälder große Mengen an CO₂ freigesetzt, das in den letzten Jahrzehnten oder gar Jahrhunderten von der Pflanze gebunden worden ist. Die Verbrennung fossiler Brennstoffe ist aber für den größten Teil der anthropogenen CO₂-Emissionen verantwortlich. Der Anteil der fossilen Brennstoffe an den CO₂-Emissionen beträgt derzeit über 75% mit stark steigender Tendenz. Die Konzentration von Kohlendioxid ist bereits von 280 ppmv (parts per million volumenbezogen) im Jahr 1850 auf 384 ppm im Jahr 2007 angestiegen und wird sich bei fortgesetztem Ausstoß in den nächsten Jahrzehnten mehr als verdoppeln. Der heutige CO₂-Gehalt in der Atmosphäre ist bereits höher als zu irgendeinem Zeitpunkt der vergangenen 250.000 Jahre.

In Deutschland wird im Vergleich zu Indien pro Kopf etwa das 7fache an CO₂ erzeugt; in Nordamerika sogar das 14fache (Abb.1.14). Würden alle Menschen auf der Erde genauso viel CO₂ emittieren wie ein Nordamerikaner, würden sich die CO₂-Emissionen der Erde mehr als verfünffachen und der anthropogene Treibhauseffekt mehr als verdoppeln. In Deutschland wird gegenüber dem gesamten Pro-Kopf-Verbrauch an Energie in Indien bereits im Verkehrssektor Pro-Kopf dreimal so viel CO₂ freigesetzt.

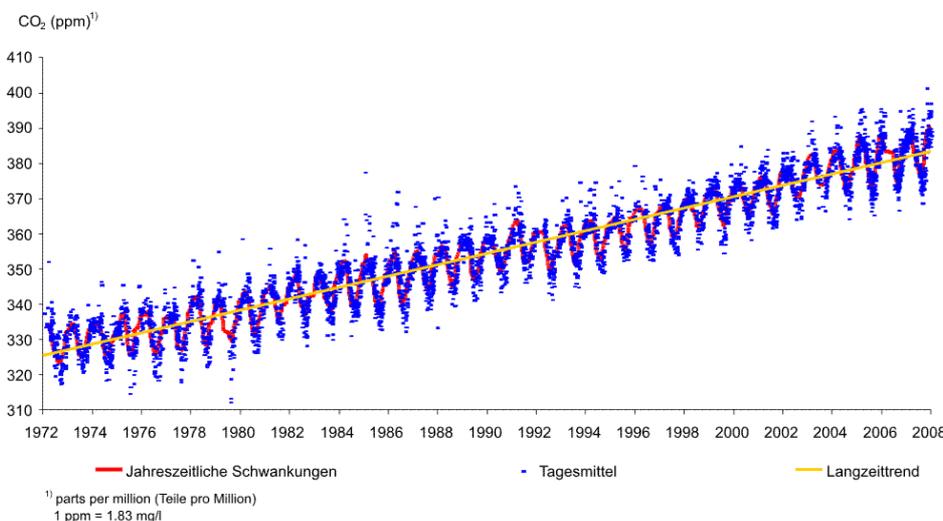


Abb. 1.12: CO2 Konzentrationen an der Messstelle Schauinsland /UBA 2008/

- Aus wissenschaftlichen Untersuchungen ist bekannt, daß der in der globalen Temperaturerhöhung erkennbare Treibhauseffekt vom Menschen verursacht ist und zum Großteil auf das Verbrennen der fossilen Energien zurückzuführen ist. In den letzten Jahren gab es einige Indizien dafür, daß der Treibhauseffekt die Ursache für außergewöhnlich häufige klimatologische Anomalien, sprich Naturkatastrophen ist. Beispiele sind die fast jährlich auftretenden Jahrhunderthochwasser und Sturmkatastrophen. Die für das Jahr 1995 monetär bewertbaren volkswirtschaftlichen Gesamtschäden der Naturkatastrophen belaufen sich nach Angaben der Münchner Rückversicherungsgesellschaft auf über 180 Milliarden Dollar. Der Wissenschaftliche Beirat der deutschen Bundesregierung sprach in seinem dritten Jahresgutachten 1995 die Warnung aus, daß das weltweite Klimasystem in 25 bis 30 Jahren bis zur Grenze des Erträglichen aufgeheizt sein wird, wenn die Menschheit weiter so wirtschaftet wie bisher. Zudem belegen mittlerweile zahlreiche Erscheinungen die beschriebene Klimaveränderung /IPC 2007/ :
 - seit Beginn der Temperaturmessungen im Jahr 1861 war 2005 das wärmste Jahr
 - die 90er Jahre waren die wärmste Dekade seit Beginn der Temperaturaufzeichnung
 - die weltweite Schneebedeckung hat um 10 % seit den späten 60er Jahren abgenommen
 - Gebirgsgletscher außerhalb der Polarregionen ziehen sich zurück
 - die Meeresspiegel sind im 20. Jahrhundert um 0,1 m bis 0,2 m angestiegen
 - in nördlichen Breiten haben im 20. Jahrhundert die Niederschläge um 0,5% bis 1% pro Jahrzehnt zugenommen
 - Häufigkeit und Intensität von Dürreperioden in Afrika und Asien sind angestiegen

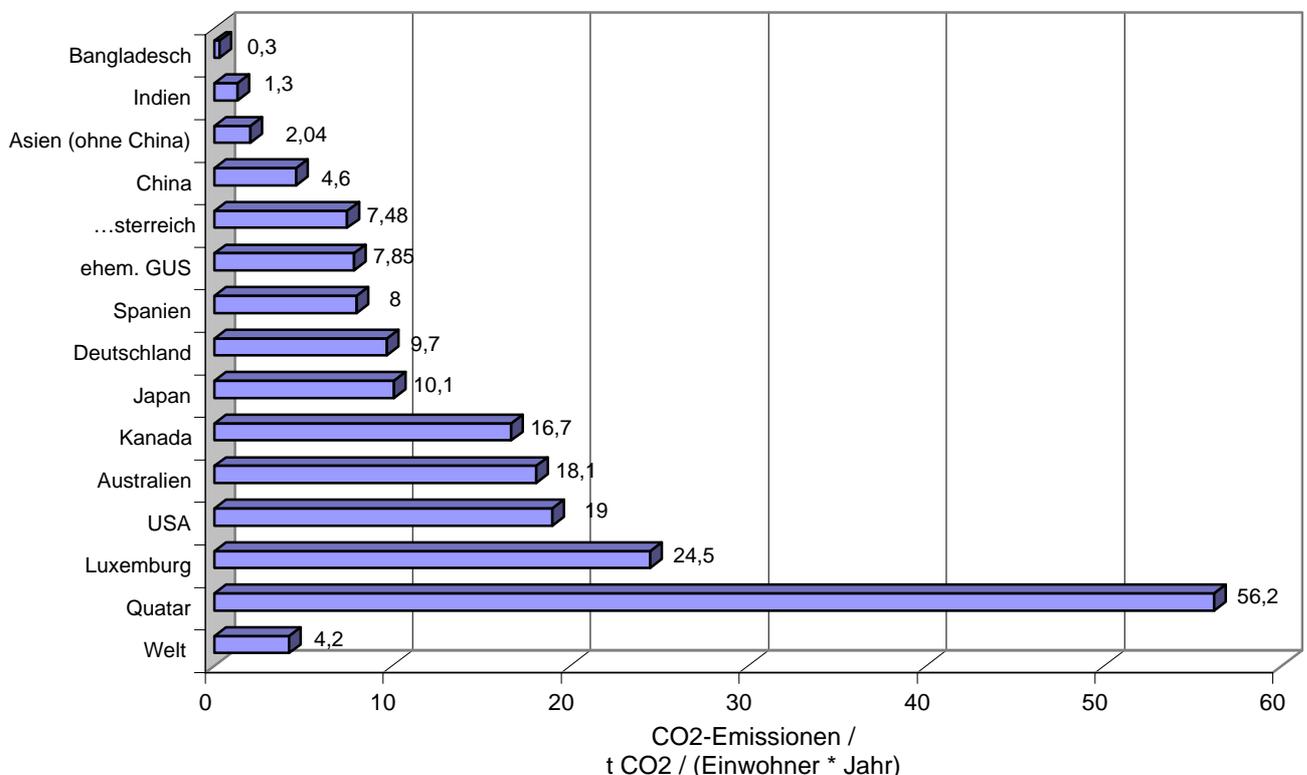


Abb. 1.13: Energiebedingte Pro-Kopf-Emissionen an CO₂, 2006 /UNSTATS 2009/

Eine detaillierte Vorhersage über die Auswirkungen des anthropogenen Treibhauseffektes ist nicht möglich. Über Klimamodelle können lediglich die Auswirkungen von zunehmenden Treibhausgasen abgeschätzt werden.

Wird der anthropogene Treibhauseffekt und vor allem der Verbrauch fossiler Energieträger nicht gebremst, werden sich die CO₂-Konzentrationen in der Atmosphäre gegenüber der vorindustriellen Zeit in diesem Jahrhundert mehr als verdoppeln. Dies wird eine Steigerung der globalen Durchschnittstemperatur bis zum Ende des 21. Jahrhunderts um mehr als 2 °C gegenüber dem heutigen Wert zur Folge haben. Insgesamt schwanken die Vorhersagen zwischen +1,4 °C und +5,8 °C. Derartige Temperaturanstiege sind mit denen zwischen der Eiszeit vor 18.000 Jahren und der jetzigen Warmzeit vergleichbar, nur daß diese Änderungen in etwa 100 Jahren ablaufen, während der Übergang von der letzten Eiszeit zur heutigen Warmzeit rund 5.000 Jahre dauerte.

Eine Temperaturerhöhung um 2 °C oder um mehr als +0,1 °C pro Jahrzehnt gilt bereits als ein Wert, der voraussichtlich katastrophale Auswirkungen für die Menschheit, deren Ernährungssituation und die Ökosysteme haben wird. Der unvermindert fortschreitende Treibhauseffekt wird wahrscheinlich verheerende Einflüsse auf die Waldbestände der Erde und die Landwirtschaft haben. Die Ernährungssituation der Menschheit wird sich durch abnehmende landwirtschaftliche Produktion deutlich verschlechtern. Die Folge sind Hungersnöte und zunehmende Völkerwanderungen mit ihren sozialen Problemen. Es kann weiterhin davon ausgegangen werden, daß durch die globale Erwärmung die Intensität und Stärke der Stürme sowohl in den mittleren Breitengraden als auch in den tropischen Regionen zunehmen und schwerste Verwüstungen verursachen werden. Die Meeresspiegel werden im Verlauf des Jahrhunderts um 0,1 m bis 0,9 m ansteigen. Langfristig wird sogar ein Anstieg von mehreren Metern nicht ausgeschlossen. Dies hat für tiefer gelegene Regionen der Erde katastrophale Auswirkungen, was unter anderem Flutkatastrophen der jüngsten Vergangenheit belegen. So starben allein in Bangladesch bei Überschwemmungen im Jahr 1991 schätzungsweise 139.000 Menschen. Es ist zu befürchten, daß zahlreiche tiefer gelegene Regionen und Inseln überflutet werden.

Die Tatsache, daß sich der Treibhauseffekt nicht mehr aufhalten läßt, stößt allgemein auf breiten Konsens, allerdings ist eine Beschränkung einer weltweiten Erwärmung auf Werte unter +2 °C nur realistisch, wenn hierfür enorme Anstrengungen erbracht werden. Für die einzelnen Treibhausgase würde dies bis zum Jahr 2100 gegenüber 1990 bedeuten:

- eine drastische Verringerung des fossilen CO₂-Ausstoßes um 70%
 - eine Reduktion der globalen Emissionen für N₂O bzw. CH₄ um 50% bzw. 5%
 - einen vollständigen weltweiten Ausstieg aus der Verwendung sämtlicher FCKW, Halone und H-FCKW 22
- Die natürlichen Ressourcen Öl, Gas und Kohle werden viel zu schnell und ineffektiv verbraucht, obwohl sie als wertvoller Rohstoff in der Grundstoffindustrie benötigt werden. Die fossilen Energieträger reichen nur noch für wenige Generationen, wir gehen aber mit ihnen um, als wären sie unbegrenzt (s. Abb. 1.15). Die Verknappung der fossilen Energieträger wird einen vom Weltmarkt diktierten Preisanstieg bewirken und die Weltwirtschaft und vor allem das soziale Verhältnis zwischen den reichen Industrieländern und den armen Entwicklungsländern auf eine schwierige Bewährungsprobe stellen. Der weltweite Verteilungskampf um die knapper werdenden Ressourcen hat wohl schon begonnen. Beispiele hierfür könnten die Golfkriege und der Krieg in Tschetschenien sein. Der Ausgang dieser Verteilungskämpfe wird letztendlich auch die politischen und wirtschaftlichen Machtverhältnisse auf der Erde bestimmen.

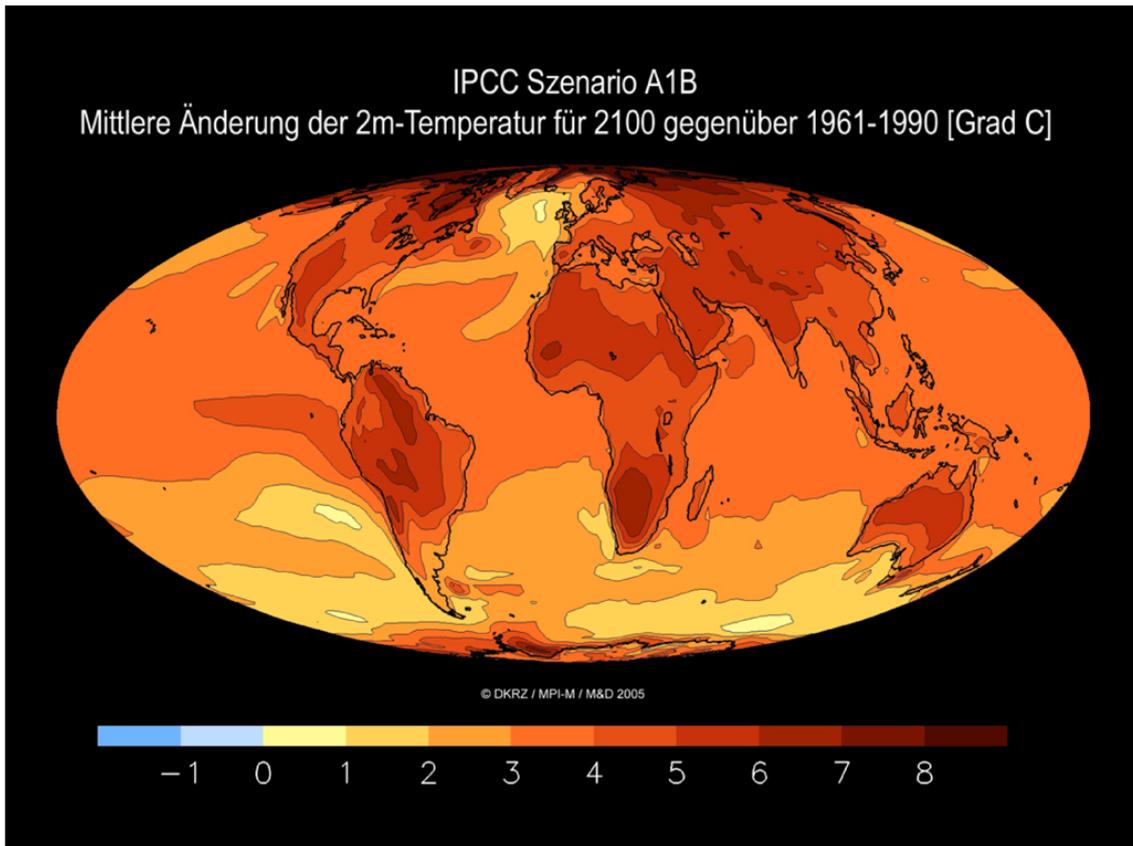


Abb. 1.14: Erwarteter Temperaturanstieg im günstigen Fall /IPCC 2007/

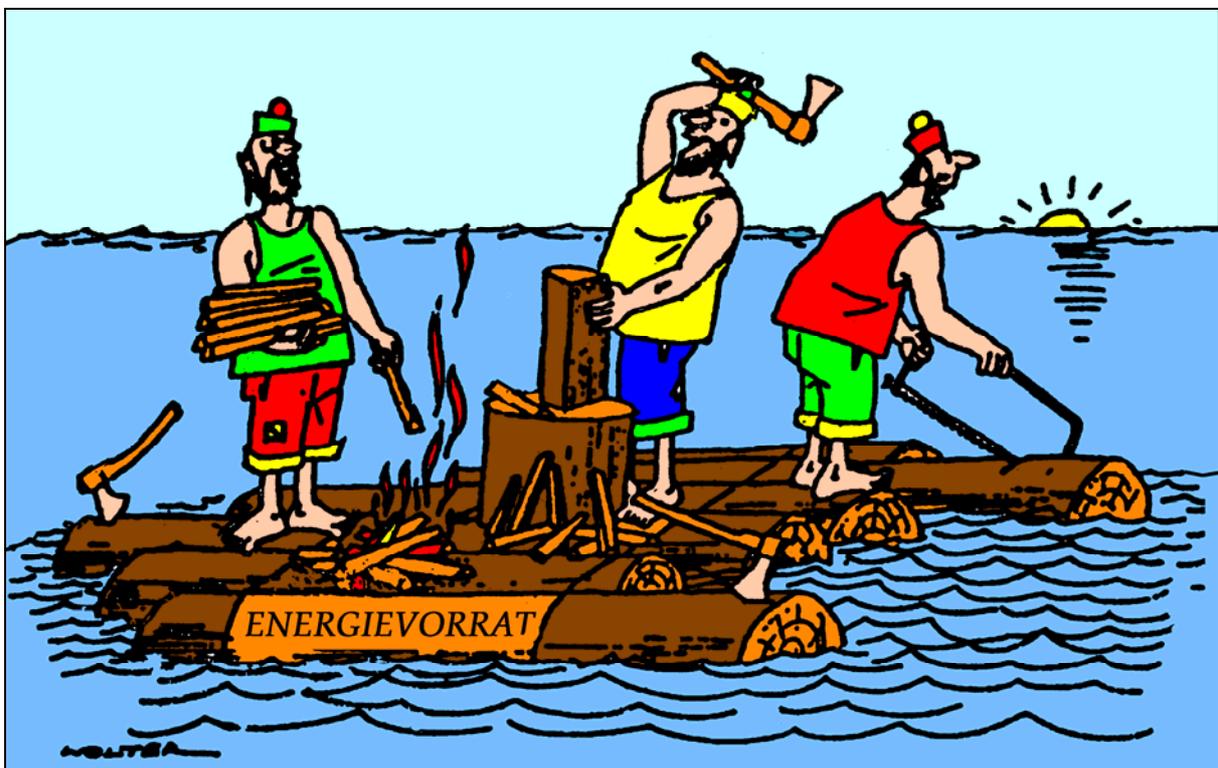


Abb. 1.15: Der Umgang des Menschen mit den Energievorräten

1.4 Energieströme auf der Erde

Es gibt drei grundsätzlich unterschiedliche durch den Menschen nutzbare regenerative (erneuerbare) Primärenergien:

- Isotopenzerfall im Erdinneren
- Planetenbewegung und Massenanziehung
- thermonukleare Umwandlung in der Sonne

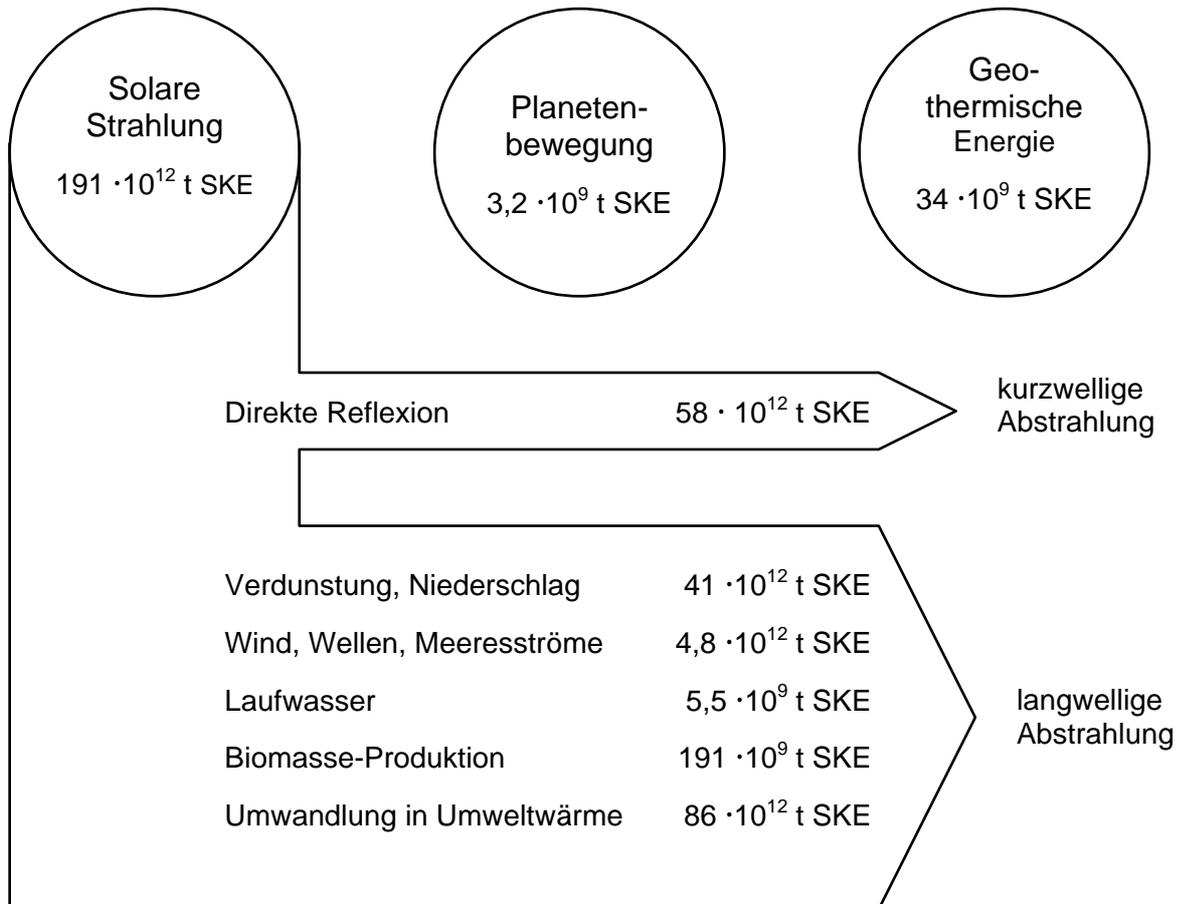


Abb. 1.16: Theoretische Potentiale der regenerativen Energiequellen pro Jahr

Eine Zuordnung der Erscheinungsformen regenerativer Energiequellen zu diesen Primärenergien ist jedoch nicht immer eindeutig. Beispielsweise resultiert die Windenergie aus der Atmosphärenbewegung, die durch die Sonnenstrahlung hervorgerufen und durch Erdrotation beeinflusst wird.

Der größte Energiestrom resultiert aus der solaren Strahlung, die ja über die Prozesse der Bioproduktion vor Millionen von Jahren auch zur Entstehung der heute überwiegend genutzten fossilen Energieträger Öl, Kohle und Gas beigetragen hat. Der Vorrat dieser fossilen Energieträger ist jedoch, verglichen mit der Energie, die die Sonne pro Jahr auf die Erdatmosphäre einstrahlt, verschwindend gering. Die Sonne strahlt der Erde Jahr für Jahr mehr als zehnmal so viel Energie zu, wie diese an fossilen Energieträger besitzt. Der gesamte derzeit ökonomisch gewinnbare Anteil entspricht mit $8,9 \cdot 10^{11}$ t SKE sogar nur 5% der jährlichen Sonneneinstrahlung.

Eine zweite Energiequelle entstammt der Erde selbst: die sog. geothermische Energie. Das theoretische Potential des geothermischen Wärmestroms ist jedoch um fast vier Zehnerpotenzen kleiner als dasjenige der solaren Strahlung.

Die dritte regenerative Energiequelle resultiert aus der Bewegung der Planeten und führt auf der Erde aufgrund der Massenanziehungskräfte zur Erscheinung der *Gezeiten*. Das theoretische Potential dieser Gezeitenkräfte ist um den Faktor 10 geringer als dasjenige des geothermischen Wärmestroms.

1.5 Nutzungsarten regenerativer Energiequellen

Die folgende Abbildung 1.17 zeigt die nutzbaren regenerativen Energiequellen, die sie hauptsächlich bestimmenden Primärenergiequellen und die Energiewandlungsschritte. Nur wenige dieser Quellen tragen heute in nennenswertem Umfang zur Energiebedarfsdeckung bei: Wasserkraft, Windenergie und Biomasse. Andere besitzen ausschließlich enge regionale Bedeutung (geothermische Energie, Gezeitenenergie). So spielt Holz in den Entwicklungsländern eine wichtige Rolle, da diese damit z.T. bis 80 % ihres gesamten Primärverbrauchs decken.

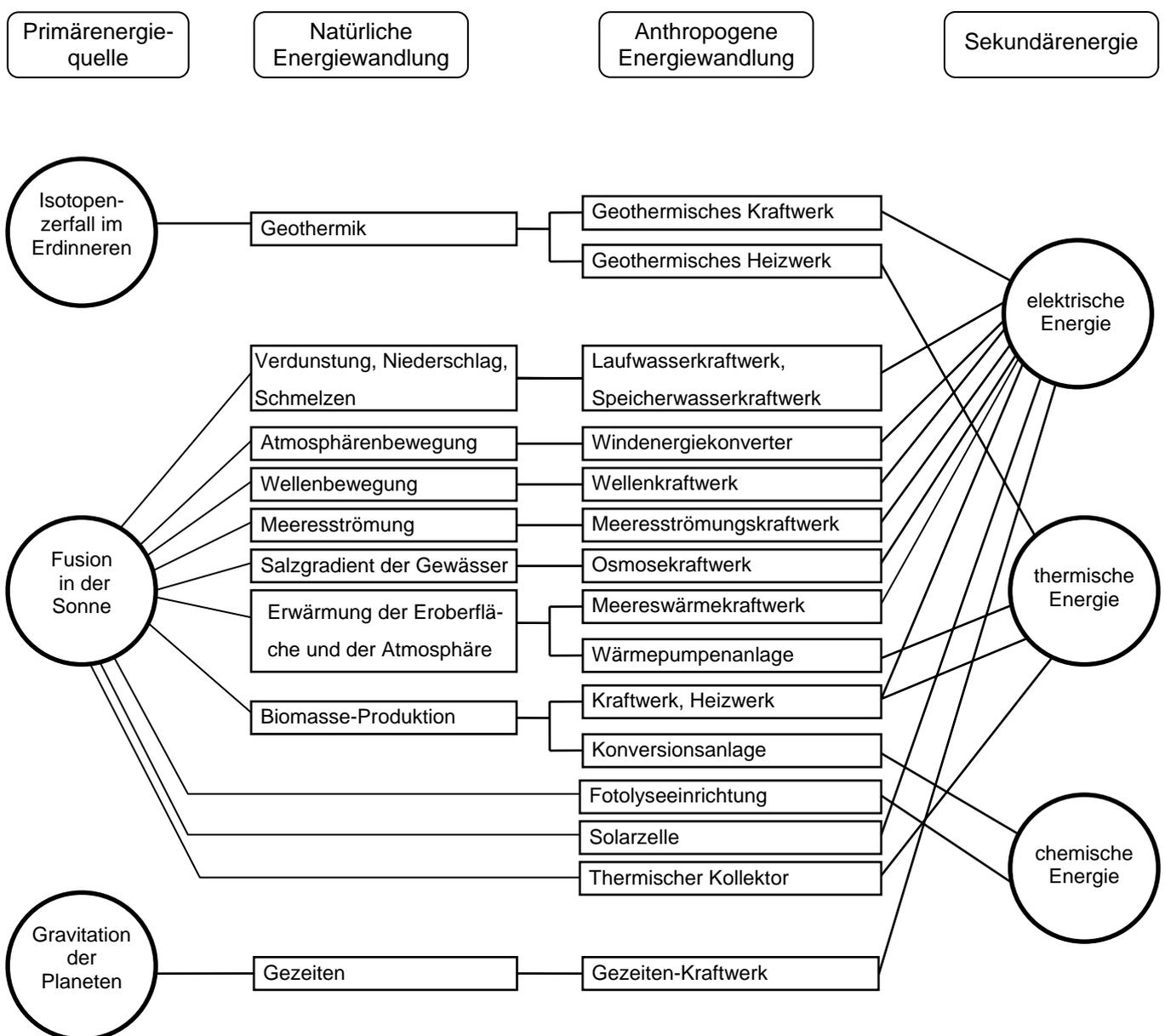


Abb. 1.17: Nutzungsarten regenerativer Energiequellen

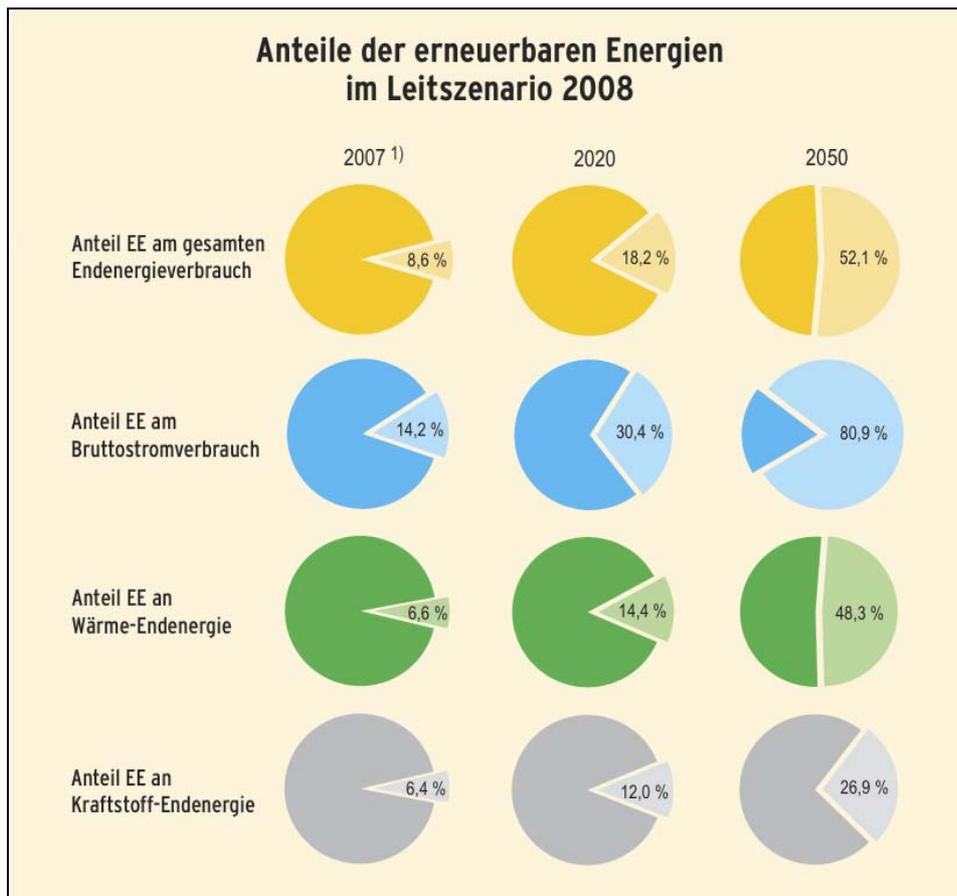


Abb. 1.19: Zukünftige Potentiale der erneuerbaren Energien /BMU 2009/

1.7 Energiebegriffe

1.7.1 Energiewandlung

Bei der technischen Nutzung der Energie gibt es verschiedene Stufen der Energiewandlung, die mit Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie und Nutzenergie bezeichnet werden und nach Tabelle 1.4 wie folgt definiert sind.

Energiebegriff	Definition	Beispiele
Primärenergie	Energie in ursprünglicher, noch nicht technisch aufbereiteter Form	Rohöl, Kohle, Uran, Solarstrahlung, Wind, Erdgas
Sekundärenergie	Veredelte Primärenergie	Elektrizität, Kraftstoff, Heizöl
Endenergie	Energie in der Form, wie sie dem Endverbraucher zugeführt wird	Erdgas, Heizöl, Kraftstoffe, Elektrizität, Fernwärme
Energiedienstleistung	Energie, wie sie vom Endverbraucher genutzt wird	Licht zur Beleuchtung, Wärme zur Heizung, Antriebsenergie für Maschinen und Fahrzeuge

Tab. 1.4: Energiebegriffe

1.7.2 Wirkungsgrad

Bei der Energieerzeugung, -übertragung und -nutzung entstehen Verluste. Wie effizient ein System dabei ist, läßt sich durch den Wirkungsgrad η ausdrücken.

$$\text{Wirkungsgrad } \eta = \frac{\text{nutzbringend gewonnene Energie}}{\text{aufgewendete Energie}}$$

Bei einem durchschnittlichen fossilen Kraftwerk in Deutschland liegt der Wirkungsgrad bei ca. 33%. Zwei Drittel der aufgewendeten Energie gehen als Abwärme verloren, nur ein Drittel wird als elektrische Energie genutzt.

1.7.3 Einheiten

Vorsätze und Vorzeichen

kilo = k = 10^3 = Tausend

Tera = T = 10^{12} = Billion

Mega = M = 10^6 = Million

Peta = P = 10^{15} = Billiarde

Giga = G = 10^9 = Milliarde

Exa = E = 10^{18} = Trillion

Definierte Einheiten für Energie und Leistung

Joule (J): Energie, Arbeit, Wärmemenge

Watt (W): Leistung, Energiestrom, Wärmestrom

1 Joule (J) = 1 Newtonmeter (Nm) = 1 Wattsekunde (Ws)

	kJ	kcal	kWh	kg SKE	kg RÖE	m ³ Erdgas
1 Kilojoule (kJ)	-	0,2388	0,000278	0,000034	0,000024	0,000032
1 Kilocalorie (kcal)	4,1868	-	0,001163	0,000143	0,0001	0,00013
1 Kilowattstunde (kWh)	3.600	860	-	0,123	0,086	0,113
1 kg Steinkohleeinheiten (kg SKE)	29.308	7.000	8,14	-	0.7	0,923
1 kg Rohöleinheiten (kg RÖE)	41.868	10.000	11,63	1,428	-	1,319
1 m ³ Erdgas	31.736	7.580	8,816	1,083	0,758	-

Tab. 1.5: Umrechnungsfaktoren

2. Geothermische Energien

2.1 Der Aufbau der Erde

Rund 6380 Kilometer beträgt die mittlere Entfernung von der Oberfläche bis zum Mittelpunkt der Erdkugel. Der heutige Stand der Bohrtechnik gestattet der Wissenschaft einen Einblick bis in eine Tiefe von rund 10 km. Über die Beschaffenheit tieferer Schichten geben geophysikalische Untersuchungen, vor allem die Auswertung der Laufzeiten von Erdbebenwellen, aber auch einen recht genauen Aufschluß.

Danach ist die Erde schalenartig aufgebaut. Es werden im allgemeinen vier Zonen unterschieden:

- die feste *Erdkruste*, die unter den Weltmeeren durchschnittlich 5 km, unter den Kontinenten bis zu 35 km mächtig ist;
- der feste *Erdmantel* mit einer Mächtigkeit von 2900 km;
- der flüssige *äußere Erdkern* mit einer Dicke von rund 2200 km bei Temperaturen bis zu 3000 °C.
- Der Durchmesser des wahrscheinlich festen *inneren Erdkerns* beträgt rund 2600 km, die Temperaturen liegen bei bis zu 6000 °C.

Die Temperaturen nehmen von der Erdoberfläche bis zum Erdmittelpunkt stetig zu, wobei die in der folgenden Abbildung genannten Temperatur- und Druckverhältnisse letztendlich mit einer gewissen Unsicherheit behaftet bleiben. Die Wissenschaft hat Fragen zur Erdentstehung und zu den Verhältnissen im tiefsten Erdinneren noch nicht in allen Einzelheiten beantworten können.

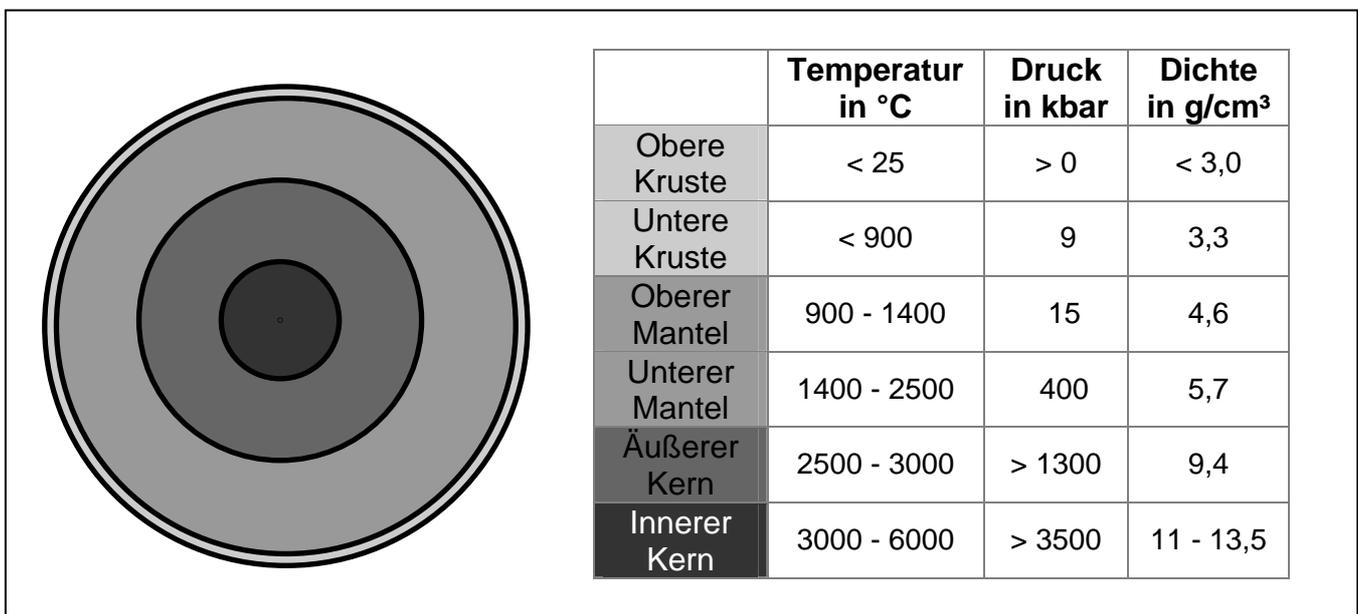


Abb. 2.1: Aufbau und physikalische Struktur des Erdinneren

Aus dem Temperaturgefälle zwischen Erdoberfläche und Kern resultiert ein permanenter Wärmefluß. Seine mittlere Intensität an der Erdoberfläche liegt aufgrund der relativ schlechten Wärmeleitfähigkeit von Gestein aber nur bei rund 0,06 bis 0,07 Watt pro Quadratmeter.

2.2 Entstehung der Erdwärme

Die Erdwärme ist die einzige Form erneuerbarer Energie, die weder direkt noch indirekt durch die Sonneneinstrahlung gespeist wird.

Das Wärmepotential der Erde kann man auf zwei Komponenten zurückführen:

- Die Ursprungswärme aus der Entstehung der Erde vor rund 4,5 Mrd. Jahren geht zurück auf eine Kontraktion freier Materie im Weltall, bestehend aus Gasen, Staub, Gesteins- und Eisbrocken. Bei dieser Kontraktion sind enorme Wärmemengen freigesetzt worden, wovon der überwiegende Teil in Form von Wärmestrahlung gleich wieder ins Weltall abgegeben wurde. Ein kleiner Teil, die sogenannte Ursprungswärme, ist im Erdinnern eingeschlossen worden. Dieser Entstehungsprozess hat rund 200 Mio. Jahre lang gedauert. Geologische Untersuchungen versteineter Organismen lassen darauf schließen, daß sich die durchschnittliche Temperatur der Erdoberfläche in den letzten 600 Mio. Jahren nicht mehr gravierend geändert hat. Das heißt, daß sich nach Bildung der Uerde sehr schnell ein Ausgleich zwischen der Sonneneinstrahlung und der Wärmeabstrahlung der Erde ergeben haben muß.
- Bedeutender als die sogenannte Ursprungswärme ist ein geothermisches Wärmepotential, das der französische Physiker Henri Becquerel Ende des vorigen Jahrhunderts entdeckte und nachwies. Durch den Zerfall natürlicher langlebiger radioaktiver Isotope wird permanent im Inneren der Erde Wärme neu produziert. Die wichtigsten radioaktiven Isotope sind Uran 238 und Uran 235 sowie Thorium 232 und Kalium 40. So enthält beispielsweise eine Tonne Granit rund 3,3 Gramm Uran und bis zu 4 Gramm Thorium. Pro Gramm Uran 238 wird durch radioaktiven Isotopenverfall jährlich eine Wärmemenge von 2,94 Joule freigesetzt. Ein Gramm Thorium produziert 0,84 Joule Wärme pro Jahr. Eine Granitschicht von 15 km Mächtigkeit bewirkt unabhängig von der Ursprungswärme also einen Wärmefluß von bis zu 0,045 Watt pro Quadratmeter. Der gesamte Wärmefluß zur Erdoberfläche von 0,06 bis 0,07 Watt pro Quadratmeter resultiert demzufolge zum überwiegenden Teil aus dem Zerfall radioaktiver Isotope. Im Mittel sind 30 Prozent des Wärmeflusses zur Erdoberfläche auf die Ursprungswärme zurückzuführen, 70 Prozent auf den Isotopenzerfall.

2.3 Wärmeinhalt der Erde und nutzbare Potentiale

Der thermische Energieinhalt (Wärmeinhalt = thermischer Energieinhalt) von Materie hängt von den Materialeigenschaften und von der nutzbaren Temperaturdifferenz ab:

$$W_{therm} = m \times c \times \Delta T = \rho \times V \times c \times \Delta T$$

$$m = \text{Masse} [\text{kg}]$$

$$V = \text{Volumen} [\text{m}^3]$$

$$c = \text{spezifische Wärme} \left[\frac{\text{J}}{\text{kg} \times \text{K}} \right]$$

$$\Delta T = T_2 - T_1$$

$$T_2 = \text{Ausgangstemperatur der Materie} [\text{K oder } ^\circ\text{C}]$$

$$T_1 = \text{minimal nutzbare Temperatur} [\text{K oder } ^\circ\text{C}]$$

Durch die Festlegung der nutzbaren Temperaturdifferenz $\Delta T = T_2 - T_1$ erhalten wir ein positives Vorzeichen des thermischen Energieinhaltes, wenn wir Energie entnehmen ($T_2 > T_1$).

Beispiel 1: Welche Energie ist notwendig, um 10l Wasser zum Kochen zu bringen?

$$(T_1=14^\circ, T_2=100^\circ, c_w = 4186 \frac{J}{kg \times K}, \rho_w = 1000 \frac{kg}{m^3})$$

Ursprungswärme und radiogenes Wärmepotential ergeben zusammen einen Energieinhalt der Erde von 340 bis $410 \cdot 10^{12}$ Mio. t SKE. Bereits die in den obersten 10 km der kontinentalen Erdkruste gespeicherte Energie beträgt rund $21 \cdot 10^9$ Mio. t SKE. Das ist verglichen mit dem derzeitigen Verbrauch von rund $12 \cdot 10^3$ Mio. t SKE pro Jahr ein unvorstellbar großer Wert.

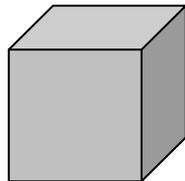
Anschaulich wird das theoretische geothermische Energiepotential an folgendem Beispiel:

Beispiel 2: Energiegehalt im Gestein

$$m = \rho_r \times V$$

$$W_{therm} = m \times c_r \times \Delta T$$

$$W_{therm} = \rho_r \times c_r \times V \times \Delta T$$



- 1 km³ Gestein, Quader mit Kantenlänge 1km
- Abkühlung um 20°
- 15.000 Gwh_{thermisch} nutzbar
- entspricht 1.275.000 Tonnen Rohöl oder mehr als 10 MW_{elektrisch} Grundlast bei 200° für 20 Jahre
-

Das Erdwärmepotential ist also in der Tat nach menschlichem Ermessen unerschöpflich.

Der Wärmestrom von 0,06 bis 0,07 Watt pro Quadratmeter ist für eine direkte Nutzung der Erdwärme allerdings wesentlich zu klein. So beträgt er trotz des riesigen Wärmepotentials der Erde nur rund 0,1 Prozent der Einstrahlung von der Sonne.

Will man die Erdwärme dennoch zur Wärme- und Stromversorgung nutzen, muß man diesen Wärmestrom vergrößern, indem man die Wärme aus großen Tiefen fördert. In der oberen Erdkruste nimmt die Temperatur um ca. 30 °C pro Kilometer Tiefe zu (⇒ in 6 km Tiefe $\vartheta = 200$ °C).

Bei Nutzung der Erdwärme einer 2 km dicken Schicht in 4 - 6 km Tiefe und einer Abkühlung auf 130 °C ergeben sich folgende Energien:

- weltweit: $6,1 \cdot 10^8$ Mio. t SKE (nur Landfläche)
- BRD: $1,0 \cdot 10^6$ Mio. t SKE (nur Landfläche)

Bei 7 km Tiefe und einer Abkühlung auf 80 °C erhält man:

- weltweit: $4,3 \cdot 10^9$ Mio. t SKE (nur Landfläche)

- BRD: $3,4 \cdot 10^6$ Mio. t SKE (nur Landfläche)

Das relativ niedrige Temperaturniveau und der erforderliche bohrtechnische Aufwand verhindern zurzeit noch die Nutzung dieser Erdwärmepotentiale.

Der Durchschnittswert von 30 °C Temperaturzunahme je Kilometer ist an Stellen sogenannter geothermischer Anomalien jedoch wesentlich größer. Als geothermische Anomalien werden Gebiete - meist vulkanischen Ursprungs - bezeichnet, an denen das flüssige Erdmagma sehr nahe an die Erdoberfläche oder sogar direkt bis zu ihr vordringt. Sie bieten sich deshalb für die Erdwärmennutzung an, weil dort der natürliche Wärmestrom wesentlich größer ist.

Diese Gebiete befinden sich (s. Abb. 2.9)

- rund um den Pazifik
- Inseln im Mittelatlantik (Island), Azoren
- Ostafrika
- Italien und östliches Mittelmeer

2.4 Geothermische Vorkommen und Nutzungsarten

2.4.1 Geothermische Vorkommen

Die geothermischen Anomalievorkommen lassen sich in 7 Kategorien einteilen, die jeweils unterschiedliche Nutzungsarten bedingen.

1. Trockendampf (wasserfrei)

Überhitzter Dampf (Heißdampf) entströmt oder wird entnommen.

Turbine → Strom

Beispiele: "The Geysers", USA , 245°C , 2500m Tiefe , 908 MW
"Larderello", Italien , 245°C , 1000m , 545 MW (entspricht 1,5 % des elektr. Energiebedarfs Italiens)
"Travale", Italien , 180°C , 688m , 15 MW

2. Naßdampf

Unter Druck stehende Wasserreservoirs liefern Wasser-Dampf-Gemisch (180°C - 370°C). Wasser und Dampf müssen getrennt werden.

Dampf → Turbine → Strom / Wärme (Heizkraftwerk);

Heißwasser → Heizzwecke

Beispiele: "Cerro Prieto", Mexiko , 300°C , 1500m , 75 MW
"Wairakei", Neuseeland , 245°C , 660m , 290 MW
"Namafjall", Island , 280°C , 900m , 40 MW

3. Heißwasserquellen

Warmes Wasser (50 - 100 °C) tritt in Form von warmen Quellen (Thermalquellen) an der Ober-

fläche auf.

Warmwasser → Heizzwecke (balneologische Zwecke)

Beispiele sind weltweit verteilt

4. Heißes Grundwasser

Warmes Wasser (50 - 100 °C) wird an die Oberfläche gepumpt.

Warmwasser → Heizzwecke

Beispiele: "Pariser Becken", ca. 100°C, 2000m, insgesamt werden in Frankreich ca. 200.000 Wohnungen geothermisch geheizt.

"Waren", Mecklenburg-Vorpommern (Nähe Schwerin / Rostock), ca. 60°C , 1600m , 5 MW (Wärmetauscher und Wärmepumpen)

"Neubrandenburg", 51°C , 2 MW , 100 m³/h

5. Heiße Gesteinsformen

Anomalien mit hohen Temperaturen (z.B. 300°C) ohne Wasser oder Dampf. Durch Bohrungen wird Wasser eingepreßt, das sich erwärmt und als Naßdampf oder Heißwasser genutzt werden kann (Hot-Dry-Rock-Verfahren, siehe Kapitel 2.6).

Turbine → Strom

6. Geokomprimierte Heißwasser/ Gasvorkommen

Hochkomprimierte Einschlüsse von heißen, gesättigten, wässrigen Lösungen (150 - 200°C). Tiefe >5 km. Schwer erschließbar, wegen hoher Drücke und Temperaturen.

Turbine → Strom

7. Heißes Magma

Geschmolzenes Gestein nahe der Erdoberfläche. Tiefe > 5 km. Problem: aktive Vulkane müssen angebohrt werden. Nutzung durch den Menschen auch in Zukunft sehr unwahrscheinlich.

Eine Nutzungsart, die keine Anomalien voraussetzt, wurde in den letzten Jahren im Rheingraben verstärkt eingesetzt, die "Untiefen-Geothermie". Hierbei wird eine Erdwärmesonde (U-Rohr) bis 150m tief in den Boden gebracht.

2.4.2 Geothermische Systeme

Bei dem Einsatz von Geothermie wird zwischen der oberflächennahen Geothermie (bis 400m Tiefe) und der tiefen Geothermie (ab 400m Tiefe) unterschieden. Des Weiteren kann zwischen Hoch- und Niedrigenthalpielagerstätten unterschieden werden. Die Enthalpie ist ein Maß für die einem System entnehmbare Wärmeenergie.

➤ Oberflächennahe Geothermie

Hier wird dem Bereich bis maximal 400m Tiefe Wärme per Erdwärmekollektor, Erdwärmesonden oder Grundwasserbohrungen entzogen. Da in diesen Erdbereich Temperaturen unter 20°C vorherrschen, kann die Erdwärme auch zur Kühlung eingesetzt werden. Die oberflächennahe Geothermie wird wegen ihrer niedrigen Enthalpie nur für Wärmezwecke in Verbindung mit Wärme-

pumpen genutzt.

➤ Tiefe Geothermie

Nach VDI-Richtlinie 4640 spricht man ab einer Tiefe von 400m von tiefer Geothermie. In der Praxis werden jedoch meist deutlich höhere Tiefen benötigt.

Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie

In Gebieten ohne geologische Anomalien müssten für ein den Hochenthalpie-Lagerstätten ähnliches Temperaturniveau sehr tiefe Bohrungen vorgenommen werden. Dies ist jedoch technisch und wirtschaftlich kaum möglich. Deswegen werden nur niedrigere Temperaturen erreicht. Von hydrothermalen Systemen spricht man, wenn heißes Wasser aus natürlichen Aquifern (Grundwasserträgern) gefördert wird. Das abgekühlte Fluid wird nach der Nutzung über eine zweite Bohrung dem Aquifer wieder zugeführt (Dublette). Die Hauptnutzung liegt in Gewinnung von Wärmeenergie. Eine Verstromung ist erst ab 90°C Fluidtemperatur möglich (ORC, Kalina-Prozess).

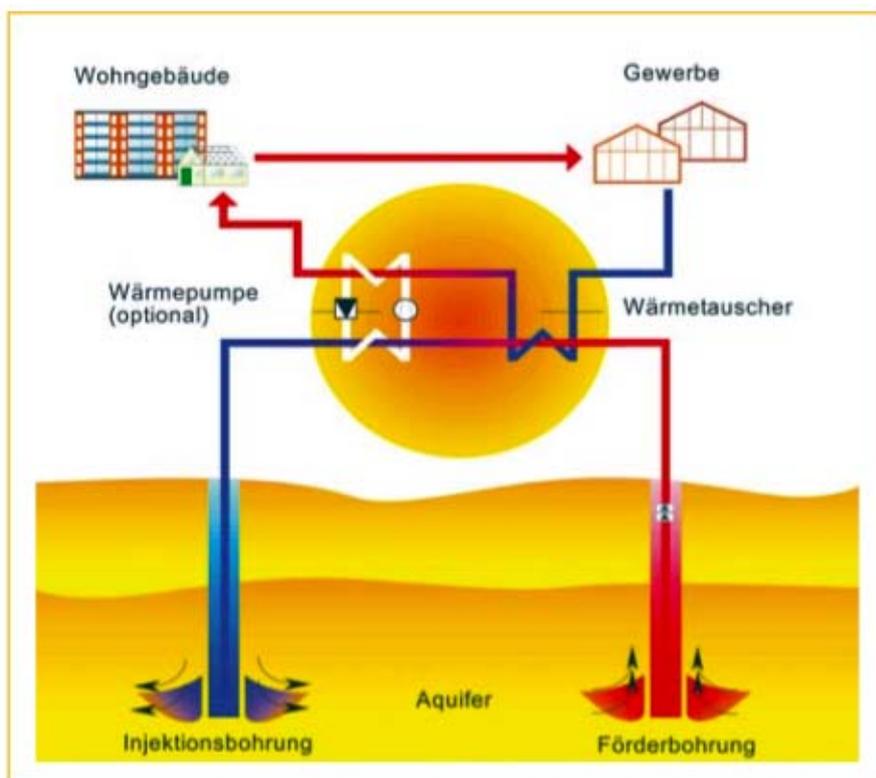


Abb 2.2. : Beispiel für eine Dubletten-Nutzung /BMU/

Hydrothermale Systeme mit hoher Enthalpie

Im Bereich geologischer Anomalien kann es schon in vergleichsweise niedrige Tiefen zu hohen Temperaturen kommen. (Siehe Kap. 2.3). Die hohen Temperaturen der Fluide (Wasser/Dampf) machen eine relativ einfache Nutzung zur Wärme- und besonders elektrischen Energieerzeugung (Flash-Systeme) möglich. Der Hauptteil der weltweiten elektrischen Energieerzeugung per Geo-

thermie wird durch diese Systeme erbracht.

Petrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie

Anstatt der Aquiferen können auch heiße Gesteinsformationen für geothermische Zwecke genutzt werden. Man spricht dann von petrothermalen Systemen. Um die im Gestein vorhandene Wärme zu nutzen, muss diese transportfähig gemacht werden. Dazu wird die Hot-Dry-Rock (HDR) Technik angewendet. Bei dieser wird durch eine erste Bohrung in Gestein Wasser unter hohem Druck eingepresst. Hierdurch entsteht ein Rissystem. Durch eine zweite Bohrung wird kaltes Wasser eingepresst, das sich im Gestein erwärmt, durch eine Förderbohrung nach oben gedrückt, und hauptsächlich zur Stromerzeugung genutzt wird. Zusätzlich kann Abwärme in Nahwärmesysteme gespeist werden.

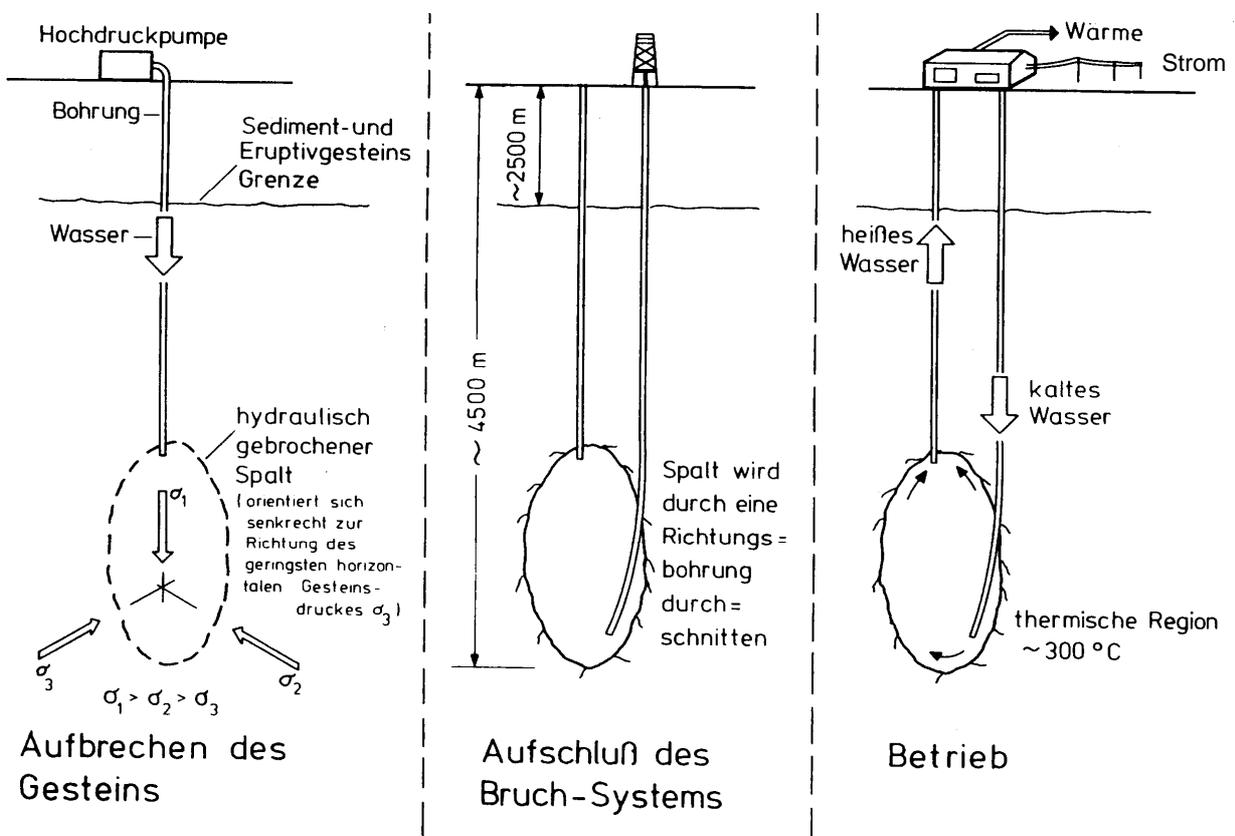


Abb. 2.3: "Hot-Dry-Rock"-Verfahren

2.4.3 Geothermische Kraftwerke

Bei den geothermischen Kraftwerken wird je nach geothermischen Vorkommen unterschieden zwischen Anlagen mit direkter Nutzung des Dampfes, Flash Systemen und Binäranlagen.

Heiß- und Sattampf $T > 150^{\circ}\text{C}$: Direkte Nutzung in Turbinen

Heißwasser $T > 150^{\circ}\text{C}$: Flash-Systeme

$T < 150^{\circ}\text{C}$ oder aggressives Thermalfluid oder zu niedriger Druck: Binärsysteme (ORC und Kalina)

Flash-Systeme

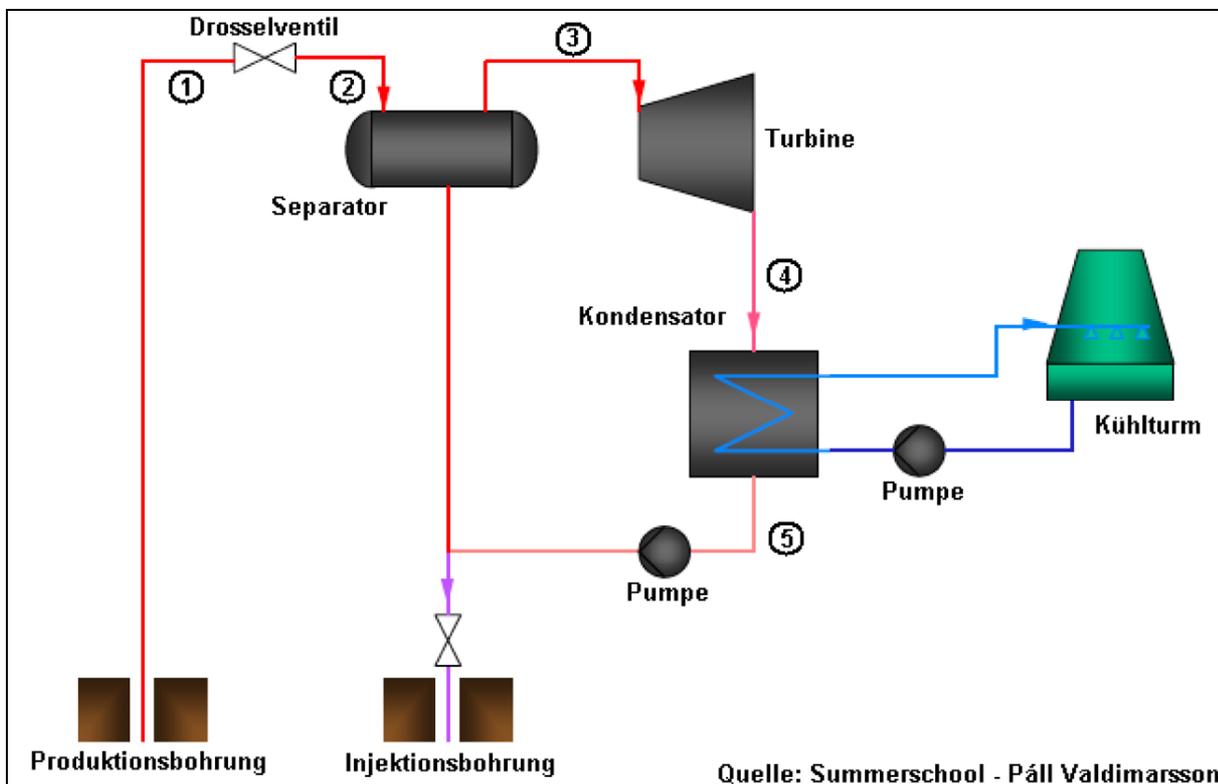
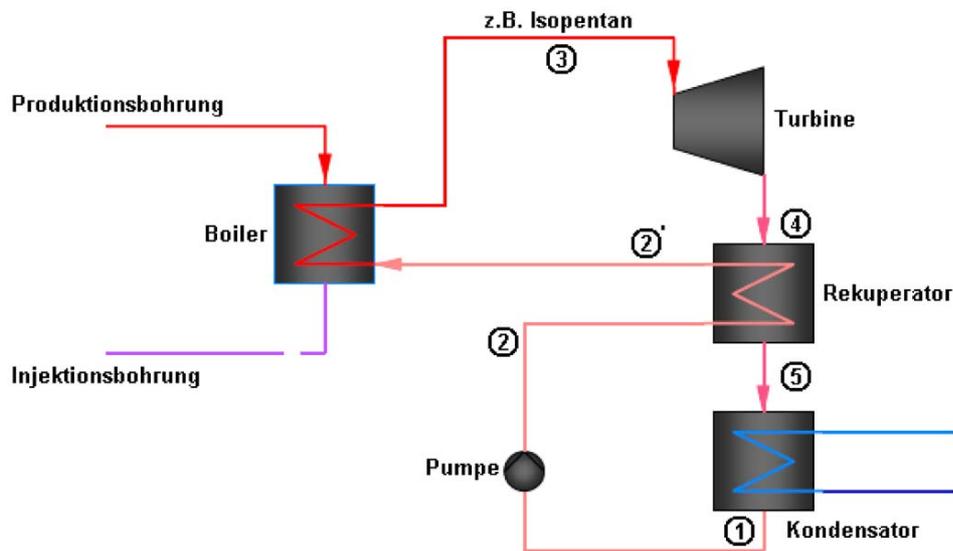


Abb. 2.4: Flash-Verfahren

Bei den Flash-Verfahren wird der Druck des geförderten Wassers oder Wasser-Dampf-Gemisches herabgesetzt. Hierdurch verdampft ein Teil des Wassers. Im Separator werden Dampf und Flüssigkeit getrennt. Die Flüssigkeit wird entweder direkt in die Injektionsbohrung verpresst (Single Flash) oder in einer zweiten Stufe noch einmal entspannt und wiederum in Dampf umgewandelt (Double Flash). Der restliche Ablauf dieser Verfahren entspricht dem der Dampfturbine.

Organic Rankine Cycle (ORC)



Quelle: Summerschool - Páll Valdimarsson

Abb. 2.5: Organic Rankine Cycle

Die Arbeitsweise des ORC entspricht im Wesentlichen der von Dampfturbinen, als Arbeitsmedium wird allerdings nicht Wasser sondern eine organische Flüssigkeit mit niedrigem Siedepunkt verwendet (z.B. Isopentan oder R134A). Dadurch kann auch eine relativ niedrige Temperaturdifferenz genutzt werden. Das Arbeitsmedium wird in einen Wärmetauscher durch die Wärmeenergie des geförderten Fluides verdampft. Anschließend wird der entstandene Dampf in der Turbine entspannt. Dieser Teil des Prozesses entspricht wieder der Arbeitsweise normaler Dampfturbinen. Die Herausforderung bei ORC Anlagen besteht in der Handhabung der teilweise aggressiven Arbeitsmedien und der Abdichtung der Anlagen.

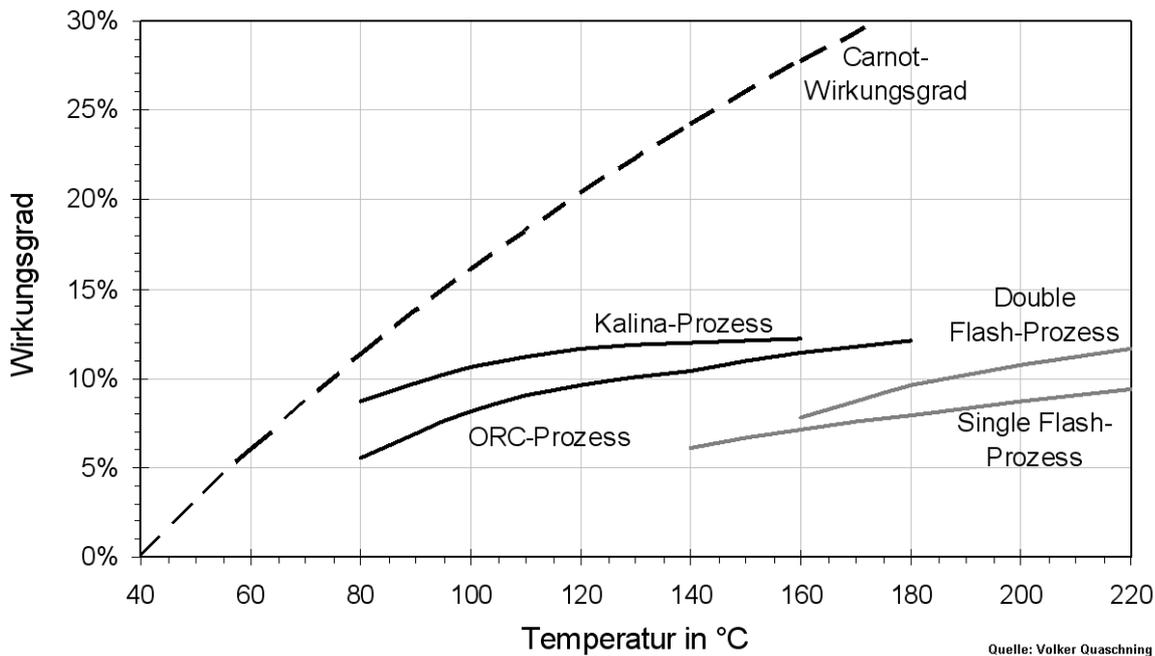


Abb. 2.7: Wirkungsgrade geothermischer Kraftwerke /Quasching/

2.5 Daten zur Nutzung geothermischer Energie

2.5.1 Direkte Wärmenutzung

Die weltweite direkte Wärmenutzung geothermischer Energie (ohne Wärmepumpen) belief sich im Jahr 2005 auf etwa 70 TWh bei einer installierten Heizleistung von ca. 16.000 MW. Die Anwendungsbereiche sind dabei vielfältig. Fast zwei Drittel entfallen auf die Bereiche Raumheizung und balneologische Anwendungen (Thermalbäder). Weitere verbreitete Beispiele sind Treibhäuser, Fischzucht, Trocknung landwirtschaftlicher Erzeugnisse, Schneeschmelzen, Klimatisierung, sowie industrielle Anwendungen.

Dabei hat jedes Land seine eigene Nutzungsschwerpunkte. In Island ist es die Raumheizung, in Japan wird der größte Teil balneologisch genutzt. In China wird Geothermie vielfach zur Fischzucht eingesetzt. In einigen größeren Städten bestehen zudem ausgedehnte geothermische Fernwärmenetze. In der Europäischen Union erfolgt die direkte Nutzung geothermischer Energie in Italien vor allem zur Stromerzeugung und in Frankreich wo in Aquitanien (Raum Bordeaux) zahlreiche Tiefenbohrungen vor allem für landwirtschaftliche Zwecke, sowie zur Fischzucht genutzt werden. Im Pariser Becken werden auch etwa 100.000 Menschen mit geothermischer Fernwärme versorgt. Den größten Anteil an der Energieversorgung hat geothermische Wärme in Island. Im Jahr 2005 wurden dort aus einer installierten Leistung von knapp 1.800 MW 6,3 TWh Wärme bereitgestellt. Damit liefert Geothermie über 90 % der benötigten Heizenergie. Auch in der Türkei wurden in den letzten Jahren verstärkt geothermische gespeiste Fernwärmenetze aufgebaut. Im Jahr 2005 wurden bereits 100.000 Wohneinheiten beliefert. Es wird geschätzt, dass bis zu 30% der gesamten Heizenergie in der Türkei durch Geothermie geliefert werden kann.

Für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie werden Wärmepumpen eingesetzt.

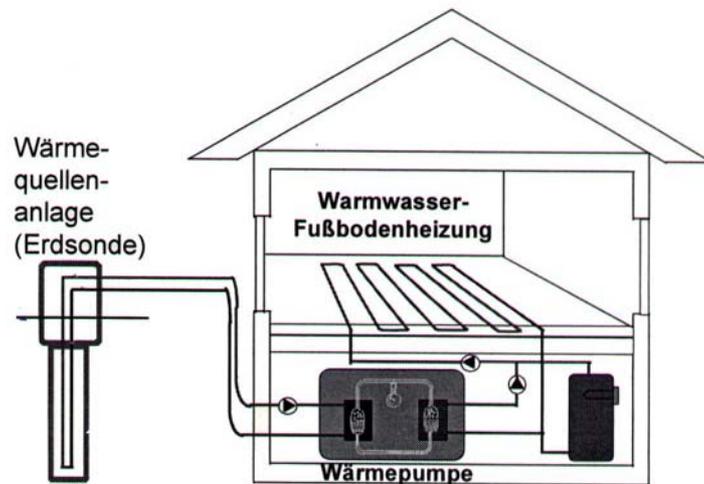


Abb. 2.8: Wärmepumpe mit Erdsonde

Im Zeitraum von 2005 bis 2008 wurden auf den 8 bedeutendsten europäischen Märkten rund 1.500.000 Wärmepumpen installiert. 75% der Anlagen verteilen sich auf Deutschland, Schweden, Frankreich und Norwegen, während in Spanien und Italien praktisch keine Wärmepumpen eingesetzt werden.

2.5.2 Geothermische Stromerzeugung

Die geothermische Stromerzeugung setzt die Erschließbarkeit von Wärmereservoirs mit hohen Temperaturen voraus und hängt damit stark von den geologischen Voraussetzungen am jeweiligen Standort ab. Die geeignetsten Gebiete befinden sich entlang der Ränder der kontinentalen Platten und umfassen u.a. Neuseeland, Japan Indonesien, die Philippinen, die Westküsten Nord- und Südamerikas, den nördlichen Teil des Mittelmeerraumes, Island, die Azoren und Ostafrika.

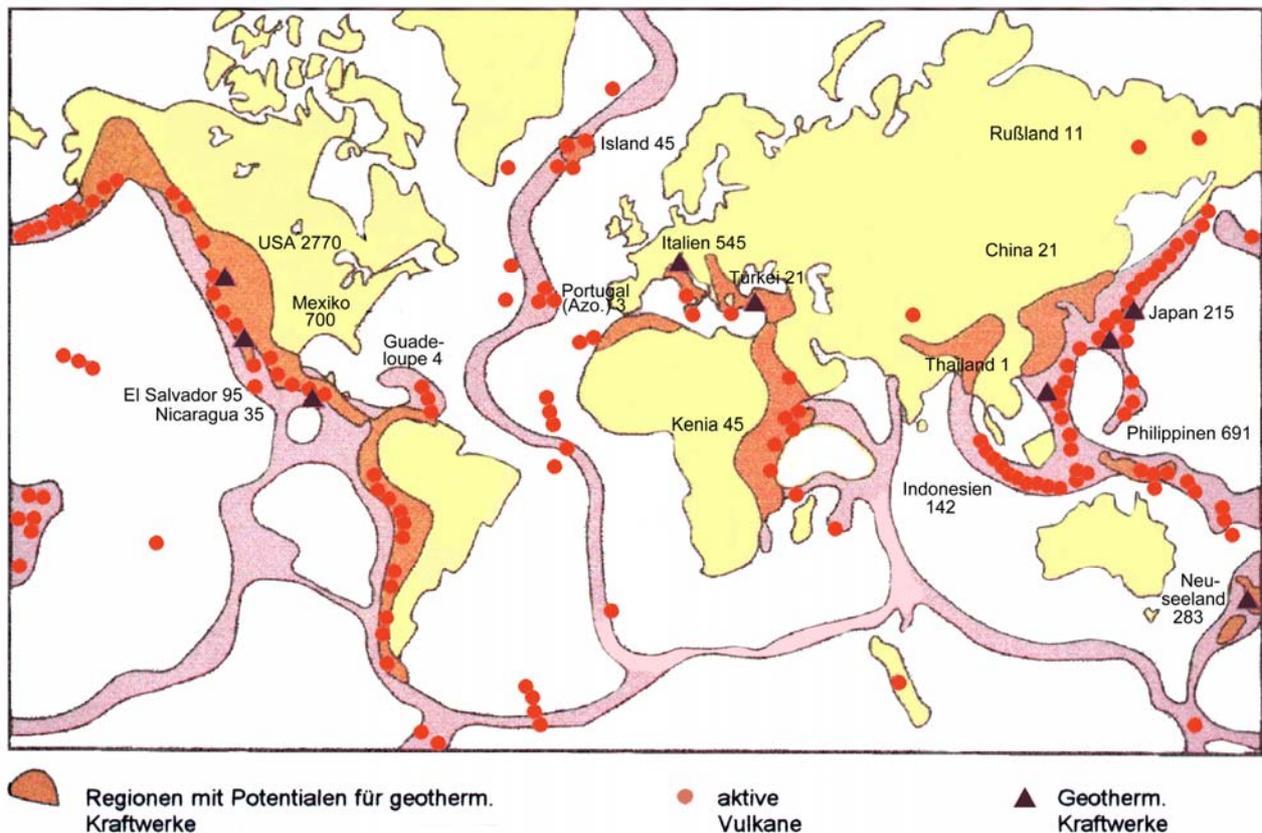


Abb. 2.9: Geothermische Stromerzeugung in der Welt /HotRock/

Die Anfänge der geothermischen Stromerzeugung liegen in Italien. Dort wurde 1913 das erste Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 250 kW in Betrieb genommen. Ende der 50er Jahre folgten Neuseeland, Mexiko und die USA; heute wird in mindestens 25 Ländern Strom aus geothermischer Energie erzeugt, wenn auch z. T. in sehr geringem Umfang bzw. zurzeit noch in Test- oder Pilotanlagen.

Weltweit wurden im Jahr 2005 ca. 57 TWh Strom bei einer installierten Leistung von ca. 8.900 MW aus geothermischer Energie erzeugt, das entspricht einem Anteil von 0,3 % am Weltnettostromverbrauch.

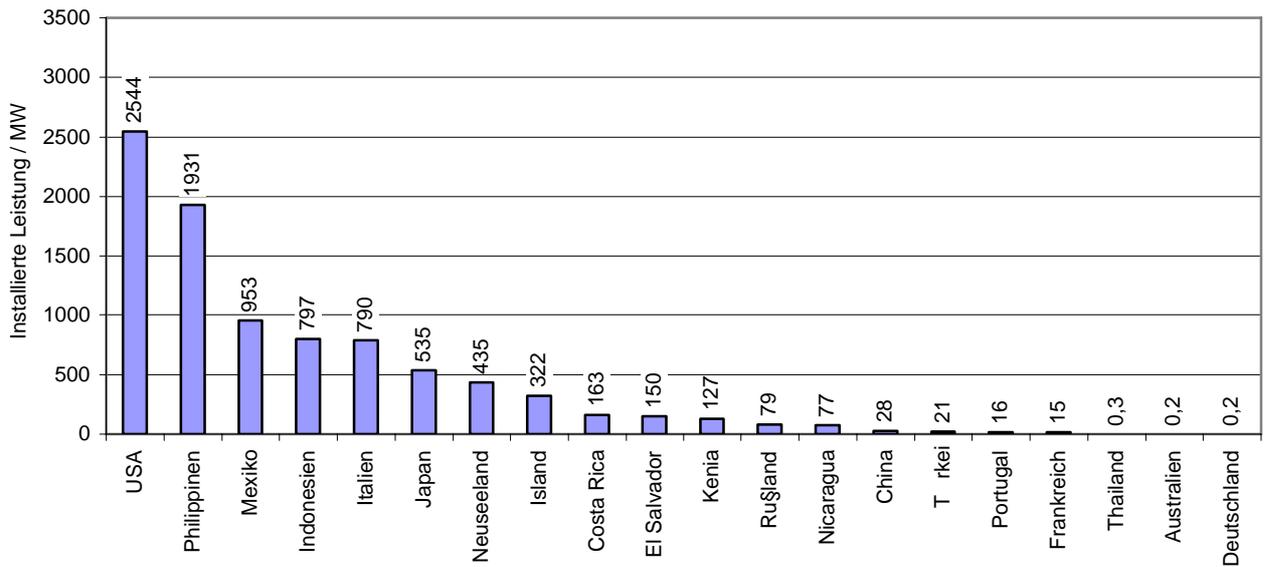


Abb. 2.10: Strom aus Erdwärme 2005 /IGA/

Der relativ geringe Anteil sollte jedoch nicht zur Annahme verleiten, die geothermische Stromerzeugung wäre generell von eher untergeordneter Bedeutung. In Ländern mit günstigen Voraussetzungen, die über alle Kontinente verteilt sind, erreicht der Geothermie-Strom erhebliche Anteile am Nettostromverbrauch (Abb. 2.11).

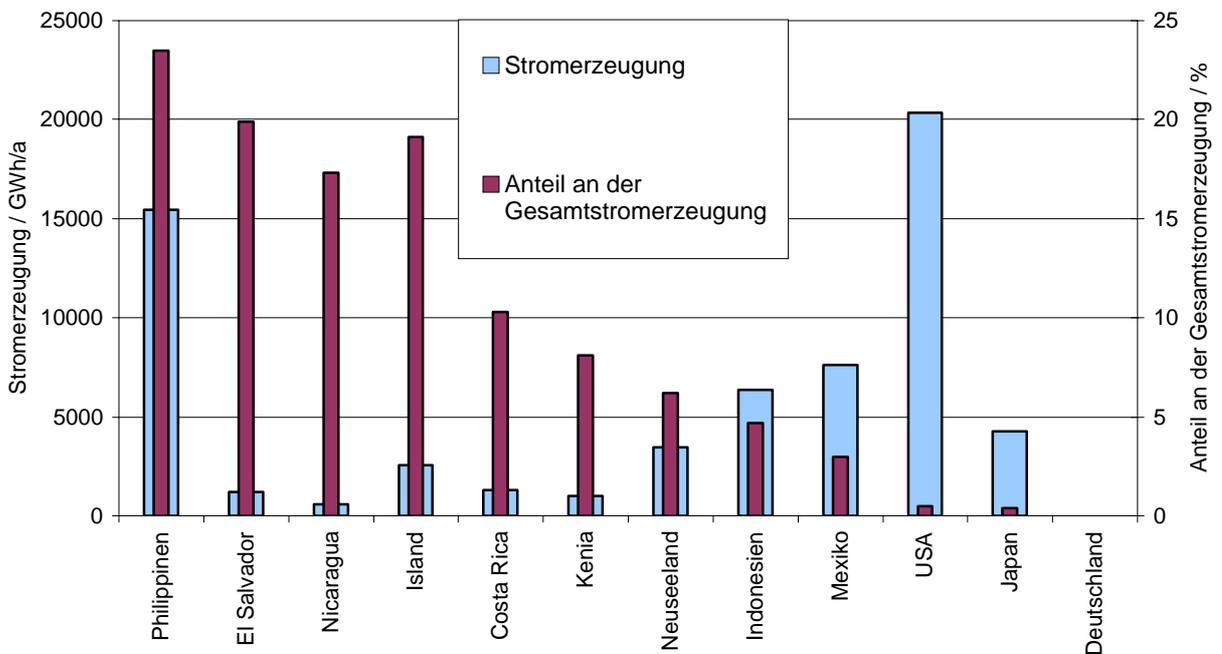


Abb. 2.11: Geothermische Stromerzeugung 2005 /IGA/

In der EU beschränkt sich die geothermische Stromerzeugung praktisch auf Italien – dort wurden im Jahr 2005 mit 5,3 TWh etwa 1,7 % des Stromverbrauchs (Brutto) aus geothermischen Quellen bereitgestellt. Formal gesehen wird geothermische Elektrizität in geringem Umfang auch in Portugal und Frankreich erzeugt, wobei die Anlagen jedoch nicht auf dem europäischen Festland sondern auf den Azoren (16 MW_e) und auf der Insel Guadeloupe (kleine Antillen, 5 MW_e) stehen. Darüber hinaus existiert im elsässischen Soultz-sous-Forêts eine französisch-deutsche Pilotanlage zur Stromerzeugung nach dem Hot-Dry-Rock-Verfahren. In Altheim/Österreich hat Anfang 2001 eine ORC-Anlage (organic-rankine-cycle) mit ca. 1 MW elektrischer Leistung den Betrieb aufgenommen.

2.6 Geothermie in Deutschland

In Deutschland gibt es geothermische Anomalien im Oberrheingraben und südlich von Stuttgart. Außerdem Heißwasservorkommen im Norddeutschen Becken und im Molasse-Becken zwischen Donau und Alpen.

Ort	Installierte Leistung in MW	Nutzungsart	Temperatur in °C
Baden-Baden BW	0,44	H,S	70
Bad Urach BW	1	H,S	58
Bad Waldsee BW	0,44	H,S	30
Biberach BW	1,17	S	49
Buchau BW	1,13	H,S	48
Konstanz BW	0,62	H,S	29
Weinheim BW	2,3	H	65
Birnbach BY	1,4	H,S	70
Erding I+II BY	18	H	65
Füssing BY	0,41	H,S	56
München-Riem BY	8	H	90
Pullach BY	4,3	H	
Simbach-Braunau BY	5,4		80,5
Staffelstein BY	1,7	H,S	54
Straubing BY	6	H	36
Unterhaching BY	30	H,E	123
Unterschleißheim BY	12	H	81
Weiden BY	0,2	H,S	26
Neuruppin BB	2,1	H,S	60
Prenzlau BB	0,5	H	
Wiesbaden HE	1,76	H,S	69
Neubrandenburg MV	10	H	54
Neustadt-Gleve MV	10,7	H,E	95
Waren (Müritz) MV	5,2	H	65
Aachen NRW	0,82	H,S	68
Landau RP	3	H,E	
Summe	128,59		

Tab. 2.1: Wärmeversorgung mit hydrothermalen Geothermie 2007 /BVG/ (H: Wärmeversorgung; S: Sole/Thermalbad; E: Kraftwerk)

Rund 20 Orte in Deutschland nutzen derzeit Erdwärme, vorwiegend für balneologische Zwecke und als Brauchwasser, zunehmend auch für die Beheizung von Gebäuden und Gewächshäusern. Die gegenwärtig installierte Leistung beträgt rund 130 MW, die Wärmenutzung entspricht jährlich über 300.000 t SKE oder rund 2516 GWh, wovon der überwiegende Teil auf die neuen Bundesländer entfällt. Dort wurde 1984 in Waren/Müritz die erste geothermische Heizzentrale mit 5,2 MW Leistung als Pilotanlage in Betrieb genommen. Mit Hilfe von Wärmepumpen werden dort rund 800 Wohnungen, ein Kindergarten und ein Einkaufszentrum mit Warmwasser und Heizenergie beliefert. Es folgten 1987 bzw. 1988 Heizzentralen in Prenzlau (7 MW) und Neubrandenburg (10 MW). Die Anlagen in Waren und Neubrandenburg wurden inzwischen grundlegend saniert. Die Anlage in Prenzlau wird heute als Tiefen-Erdwärmesonde genutzt.

Inzwischen ist in Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Vorpommern) eine Geothermische Heizzentrale mit einer Leistung von 12 MW in Betrieb gegangen. Ein weiteres Projekt ist für Göhren-Lebbin vorgesehen. In Brandenburg befindet sich die Anlage Rheinsberg im Bau. Die Städte Templin und Belzig planen ebenfalls den Bau und Betrieb eigener Geothermischer Heizzentralen. Ähnlich sieht es in Niedersachsen aus.

In Süddeutschland werden von derzeit geplanten bzw. begonnenen Projekten wertvolle Erkenntnisse in den nächsten Jahren erwartet. Neben Weiden in der Oberpfalz und Bayreuth, Straubing, Simbach, Neufahrn bei Freising und Altötting ist hier beispielhaft insbesondere die durch den neuen Münchener Flughafen bekanntgewordene Kreisstadt Erding zu nennen. Dort wurde im Mai 1992 um eine abgeteufte Bohrung, die stündlich 100 m³ Wasser mit 65 °C liefert, mit der Errichtung eines Neubaugebietes und eines Thermalbades einschließlich eines Kongreß- und Hotelkomplexes begonnen. Diese Einrichtungen sowie bereits bestehende Gebäude, Schulen und ein Krankenhaus werden geothermisch versorgt.

Bei den Projekten in Bad Urach, Grewe und Brühl handelt es sich um das Hot Dry Rock-Verfahren in Verbindung mit einem ORC-Prozess (organic rankine cycle).

Fachleute haben das zu nutzende Erdwärmepotential für das süddeutsche Molassebecken mit 27.000 MW beziffert, bezogen auf einen Wärmepreis bis zu 8 Ct pro Kilowattstunde. Die norddeutschen Potentiale bewegen sich in ähnlicher Größenordnung.

Auf lange Sicht könnte diese Technik auch in Deutschland größere Nutzungsmöglichkeiten von Erdwärme erschließen, da sie von wasserführenden Schichten unabhängig ist. Mit einem Pilotprojekt in Urach, 50 Kilometer südlich von Stuttgart, wird ebenso wie bei dem deutsch-französischen Gemeinschaftsprojekt im elsässischen Soultz-sous-Forêts diese Technik derzeit intensiv erforscht. In Urach sind in 4,5 Kilometer Tiefe Gesteinstemperaturen von 180 °C anzutreffen. Fractions-Versuche, d.h. das Aufbrechen des Gesteins und das künstliche Bilden von Klüften, also das Schaffen eines großräumigen Wärmetauschers in rund 3,3 Kilometer Tiefe, verliefen erfolgreich. In Soultz-sous-Forêts trifft man bereits zwischen 1.300 und 2.000 Metern Tiefe kristallines Gestein von 120 bis 140 °C an. Dort sind die Forschungsarbeiten inzwischen in ein neues Stadium getreten. Nach dem erfolgten Abteufen einer zweiten Bohrung und der Installation eines unterirdischen Wärmetauschers wurde 1996 ein wissenschaftliches Pilotprojekt mit dem Zweck begonnen, Erfahrungen zur Beherrschung dieses Wärmetauschers zu sammeln.

Besondere Verhältnisse im Oberrheingraben

Aus Abbildung 2.12 "Temperaturverteilung in 2000 m Tiefe in Deutschland" erkennt man die besonders hohen Temperaturen im Oberrheingraben (bis über 120 °C in 2000 m Tiefe).

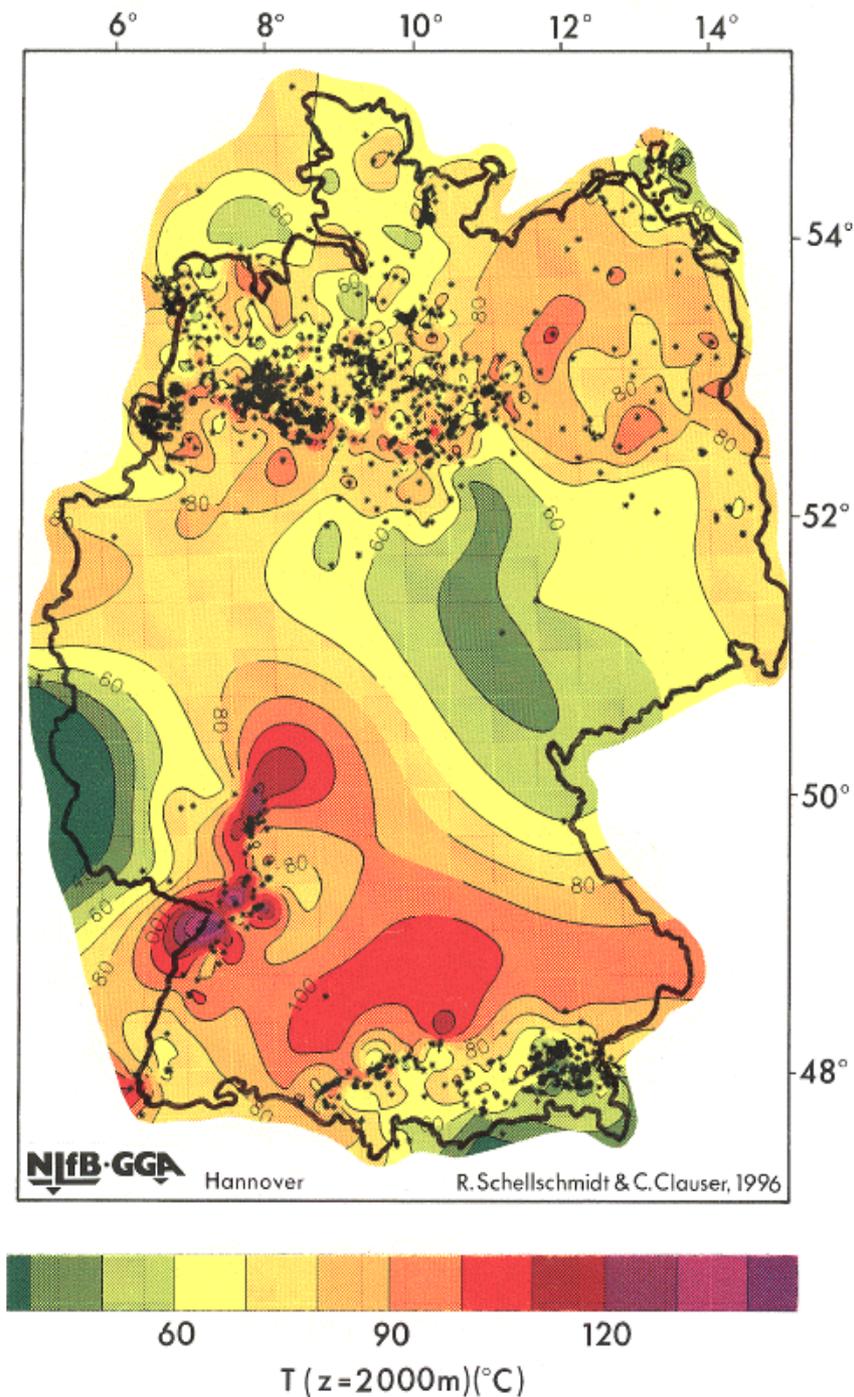


Abb. 2.12: Temperaturverteilung in 2000 m Tiefe in Deutschland

In Abbildung 2.13 “Geologisches Profil des Oberrheingrabens“ wird die Temperaturschichtung bis 4000 m erkennbar.

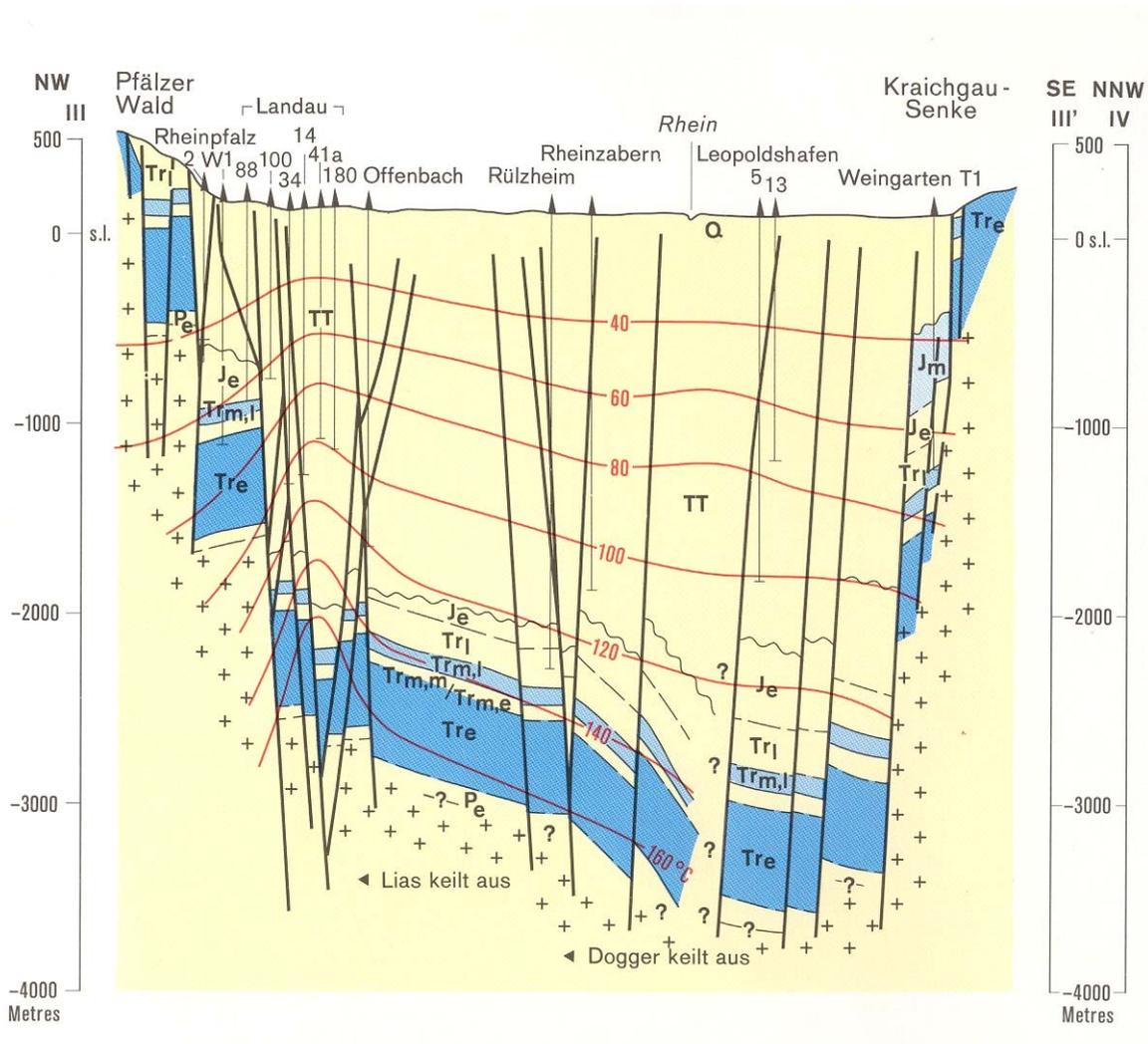


Abb. 2.13: Geologisches Profil des Oberrheingrabens /HotRock/

Das geothermische Potential dieser Region wird wie folgt abgeschätzt.

- Potential: Wärmehalt der Gesteine bis 6 km Tiefe entspricht 1000 Jahre Primärenergieverbrauch in Deutschland
- Sofort nutzbar: ca. (300 – 400) MW_{el} im mittleren Oberrheingaben

Hieraus wurden die geeigneten Regionen ermittelt und eine Firma hat für diese Gebiete Anträge zur Nutzung der Geothermie gestellt. Eine Beispielrechnung für ein Kraftwerk sieht folgendermaßen aus:

- Standort Karlsruhe-Maxau: Prozeßwärme und Strom
- Potentieller Prozeßdampfahnehmer (StoraEnso) 3,5 bar, bis zu 160 MW
- Grundstück: MiRo-Konversionsgelände (Mineralölräffinerie Oberrhein)
- Temperatur-Spreizung Dampfproduktion: (170 - 110) °C, Verdichter
- Stromerzeugung (110 – 70) °C mit ORC-Kraftprozeß
- Explorationsbohrung
- Fördertripleette: 2 Förderbohrungen je 4 km
1 Re-Injektionsbohrung
- 60 t/h Prozeßdampf
- 2,2 MW_{el} Brutto-Stromproduktion

2.7 Geothermie-Beispiele

2.7.1 Geothermie in Unterhaching



Abb. 2.14: Geothermie-Kraftwerk Unterhaching mit kombinierter Wärme- und Stromerzeugung (Kalina Prozess). /BMU/

Allgemeine Angaben:

$$T_2 = 123,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$c_w = 4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \times \text{K}}$$

$$\rho_w = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$W_{\text{therm}} = P_{\text{therm}} \times t$$

$$P_{\text{therm}} = \frac{W_{\text{therm}}}{t} = \frac{\rho_w \times c_w \times V \times \Delta T}{t} = \rho_w \times c_w \times \dot{V} \times \Delta T = 38 \text{ MW}$$

$$\eta_{\text{therm}} = 85\%$$

$$\eta_{\text{el}} = 10 \dots 12\%$$

a) $T_1 = 70^\circ, 90^\circ$, gesucht: $\dot{V}_{70^\circ}, \dot{V}_{90^\circ}$

b) $\dot{V} = 150 \frac{\text{l}}{\text{s}} = 0,15 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} = 540 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$, gesucht: T_1

c) gesucht: $P_{\text{Nahwärme}}, P_{\text{el}}$

2.7.2 Geothermie in Unterhaching – Wirtschaftlichkeit

Vergütung nach EEG

-Grundvergütung: $16 \frac{ct}{kWh}$

-Frühstarterbonus: $4 \frac{ct}{kWh}$

-Wärmebonus: $3 \frac{ct}{kWh}$

-Technologiebonus: $3 \frac{ct}{kWh}$

Gesamtvergütung: $26 \frac{ct}{kWh}$

Investitionskosten: $K_I = \text{ca. } 25 \text{ Mio. } \text{€}$

Kapitaldaten: $i=6\%$; $n=15 \text{ Jahre}$

Gesamterzeugung: ?

Einnahmen: ?

3. Solarenergie

3.1 Theoretische Grundlagen zur Sonnenenergie

3.1.1 Die Sonne als Energiequelle

Die meisten heute verwendeten Energiearten stammen ursprünglich von der Sonne, da auch die fossilen Energieträger chemisch gespeicherte Sonnenenergie darstellen:

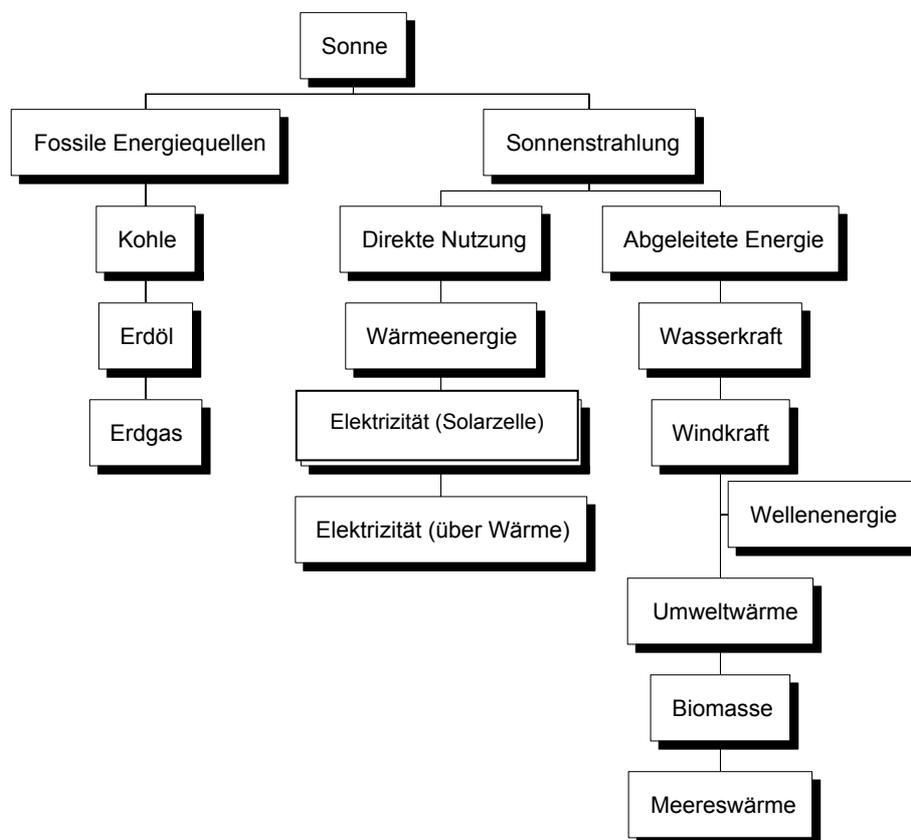


Abb. 3.1: Solare Primärenergiequellen

Die Strahlungsleistung der Sonne stammt aus Kernfusionsprozessen und ist für menschliche Begriffe unbegrenzt. Sie hat einen Wert von $\phi_S = 3,845 \cdot 10^{26} \text{ W}$ was einer täglichen Strahlungsenergie von $Q_S = 0,9228 \cdot 10^{25} \text{ kWh}$ ergibt, wovon die Atmosphäre der Erde ca. $3 \cdot 10^{15} \text{ kWh}$ pro Tag aufnimmt. Dies entspricht etwa dem 20 000 bis 25 000-fachen des täglichen Weltenergiebedarfs. Man erkennt, daß die Sonnenenergie mehr als ausreichend ist, alle Energiebedürfnisse der Menschheit zu lösen. Das gilt auch dann, wenn man berücksichtigt, daß nur 53 % der Strahlungsmenge der Sonne die Erdoberfläche aufgrund von Reflexion und Absorption treffen, und die Landfläche nur 30 % der Erdoberfläche beträgt.

Name	Formelzeichen	Einheit
Strahlungsenergie	Q	Ws
Strahlungsleistung	ϕ	W
Strahlungsstärke	E	W/m ²
Bestrahlung	H	Ws/m ²

Tab. 3.1: Strahlungsphysikalische Größen

3.1.2 Strahlungswerte und Solarstrahlungsspektrum

Werden die Werte aus dem letzten Abschnitt durch die Sonnenoberfläche A_S dividiert ergeben sich die spezifische Ausstrahlung (=Strahlungsstärke) der Sonne:

$$E_S = \frac{\phi_S}{A_S} = 63,1 \frac{\text{MW}}{\text{m}^2}$$

und die spezifische Strahlungsenergie der Sonne:

$$H_S = 1516 \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{Tag}}$$

Wird eine Hüllkugel mit dem Radius, der dem mittleren Abstand vom Erd- zum Sonnenmittelpunkt ($r_{SE} = 1,5 \cdot 10^8$ km) entspricht, um die Sonne gebildet, tritt durch die Oberfläche A_{SE} der Hüllkugel die gleiche Gesamtstrahlungsleistung wie durch die Sonnenoberfläche A_S (Abb. 3.2). Die auf einen Quadratmeter bezogene spezifische Ausstrahlung E_S der Sonne ist jedoch um ein vielfaches größer als die Bestrahlungsstärke E_E auf der Hüllkugel, wie sich aus folgender Berechnung ergibt:

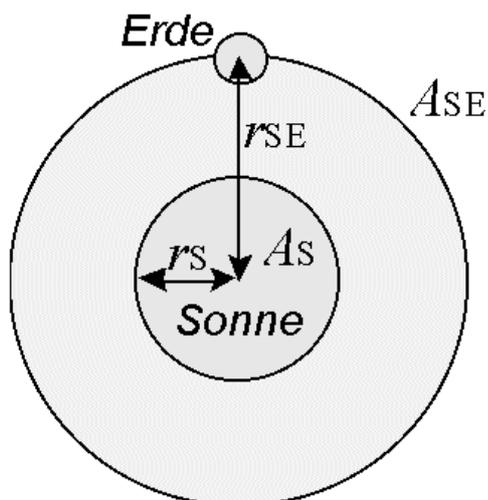


Abb. 3.2: Durch die Kugeloberfläche mit dem Radius r_{SE} tritt die gleiche Strahlungsleistung wie durch die Sonnenoberfläche

Über $E_S \cdot A_S = E_E \cdot A_{SE}$ sowie durch Einsetzen von $A_{SE} = 4\pi \cdot r_{SE}^2$ berechnet sich schließlich die

Bestrahlungsstärke E_E zu:

$$E_E = E_S \cdot \frac{A_S}{A_{SE}} = E_S \cdot \frac{r_S^2}{r_{SE}^2}$$

Sie entspricht der extraterrestrischen Bestrahlungsstärke der Erde, die sich auf der Hüllkugel befindet. Da der Abstand zwischen Sonne und Erde nicht konstant ist, sondern sich im Verlauf eines Jahres zwischen $1,47 \cdot 10^8$ km und $1,52 \cdot 10^8$ km bewegt, schwankt die Bestrahlungsstärke E_E zwischen 1325 W/m^2 und 1420 W/m^2 . Der Mittelwert wird als Solarkonstante E_0 bezeichnet und beträgt:

$$E_0 = (1367 \pm 2) \text{ W/m}^2$$

Dieser Wert kann außerhalb der Erdatmosphäre auf einer Fläche senkrecht zur Sonneneinstrahlung gemessen werden.

Die Energie der Sonne wird durch den Kernverschmelzungsprozeß von Wasserstoff zu Helium erzeugt. Dieser läuft im Inneren der Sonne bei bis zu 15 Millionen Grad ab. Da die Sonne mit dem kalten Weltraum in einem Strahlungsgleichgewicht steht, ist dadurch ihre Oberflächentemperatur von 5777K im wesentlichen bestimmt. Da bei diesen hohen Temperaturen alle Elemente mehr oder weniger stark ionisiert und deren Spektrallinien stark verbreitert sind, besteht die Strahlung aus einer solchen Vielzahl von Spektrallinien, daß die Sonne wie ein schwarzer Körper strahlt (strichlinierte Linie in Abb. 3.3).

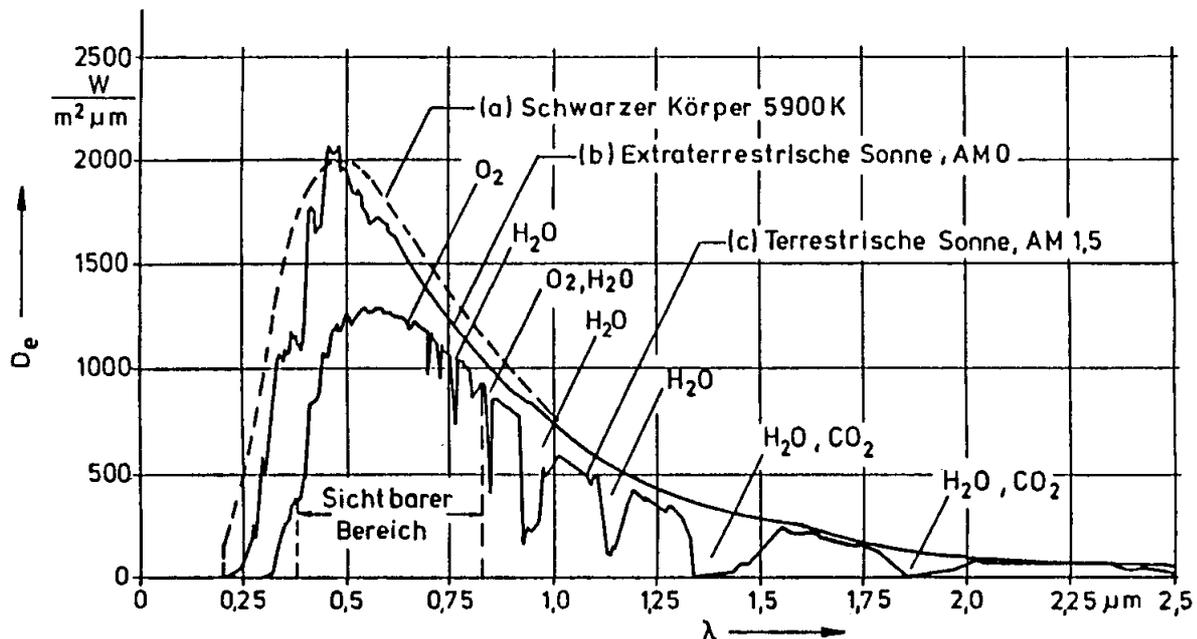


Abb. 3.3: Spektren des Sonnenlichtes

AM 0: Spektrum im Weltall,

AM 1,5: Spektrum auf der Erde bei einer Sonnenhöhe von $41,8^\circ$

(wird in Darmstadt Ende März um die Mittagszeit erreicht)

Der Zusammenhang zwischen Wellenlänge λ und der Frequenz f der Strahlung wird über die

Lichtgeschwindigkeit c ($c = 3 \cdot 10^8$ m/s) hergestellt:

$$\lambda = c \cdot T = \frac{c}{f}$$

Beispiel: $\lambda = 1 \mu\text{m} = 10^{-6} \text{m}$

$$f = \frac{c}{\lambda} = \frac{3 \cdot 10^8 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{10^{-6} \text{m}} = 3 \cdot 10^{14} \text{s}^{-1}$$

Zum Vergleich HF - Strahlung: $\lambda_{\text{min}} = 10^{-2} \text{m} \rightarrow f = 3 \cdot 10^{10} \text{s}^{-1} = 30 \text{GHz}$

3.1.3 Sonnenstrahlung auf der Erde

Auf der Erde werden üblicherweise Werte gemessen, die deutlich unterhalb der Solarkonstanten liegen. Dies liegt an Reduktionen der Bestrahlungsstärke, die beim Durchdringen der Atmosphäre auftreten. Hierbei wird unterschieden zwischen,

- Reduktion durch Reflexion an der Atmosphäre
- Reduktion durch Absorption der Atmosphäre (überwiegend: O_3 , H_2O , O_2 und CO_2)
- Reduktion durch Rayleigh-Streuung
- Reduktion durch Mie-Streuung

Absorption

Die Reduktion durch Absorption wird durch verschiedene Gasteilchen der Atmosphäre verursacht. Die Absorption der verschiedenen Bestandteile, wie Wasserdampf, Ozon, Sauerstoff und Kohlendioxid, ist stark selektiv und erfasst nur einige Bereiche des Sonnenspektrums. Verantwortlich für die Schwächung sind im Infrarotgebiet ($\lambda > 0,76 \mu\text{m}$) der Wassergehalt und das Kohlendioxid in der Luft, im sichtbaren Bereich der Sauerstoff und im Ultravioletten ($\lambda > 0,4 \mu\text{m}$) das Ozon. In der Abbildung 3.3 ist jeweils das Spektrum im Weltall (AM 0) und auf der Erde (AM 1,5) dargestellt. Das Spektrum gibt die Zusammensetzung des Lichtes, also den Anteil der verschiedenen Wellenlängen an der Gesamtstrahlung an. Beim extraterrestrischen Spektrum (AM 0) entfallen 7 % der Einstrahlung auf den ultravioletten, 47 % auf den sichtbaren und 46 % auf den infraroten Bereich. Beim terrestrischen Spektrum AM 1,5 sind deutlich die Einbrüche infolge von Absorption verschiedener Gaspartikel zu erkennen.

Rayleigh-Streuung

Die Reduktion durch Rayleigh-Streuung erfolgt an molekularen Bestandteilen der Luft, deren Durchmesser deutlich kleiner als die Wellenlänge des Lichtes ist. Der Einfluss der Rayleigh-Streuung nimmt mit abnehmender Wellenlänge des Lichtes zu.

Mie-Streuung

Die Reduktion durch Mie-Streuung erfolgt an Staubteilchen oder Verunreinigungen der Luft. Der Durchmesser der Teilchen ist dabei größer als die Wellenlänge des Lichts. Die Mie-Streuung ist stark abhängig vom jeweiligen Standort. Sie ist im Hochgebirge am geringsten und in Industriege-

bieten mit starker Luftverunreinigung am größten.

In der Tabelle 3.2 sind die verschiedenen Reduktionen in Abhängigkeit der Sonnenhöhe γ_S dargestellt. Hinzu können noch Reduktionen infolge von Witterungseinflüssen, wie starke Bewölkung, Schneefall und Regen kommen.

Sonnenhöhe γ_S / Grad	AM	Absorption / %	Rayleigh-Streuung / %	Mie-Streuung / %	Gesamt-Schwächung / %
90	1,00	8,7	9,4	0 ... 25,6	17,3 ... 38,5
60	1,15	9,2	10,5	0,7 ... 29,5	19,4 ... 42,8
30	2,00	11,2	16,3	4,1 ... 44,9	28,8 ... 59,1
10	5,76	16,2	31,9	15,4 ... 74,3	51,8 ... 85,4
5	11,5	19,5	42,5	24,6 ... 86,5	65,1 ... 93,8

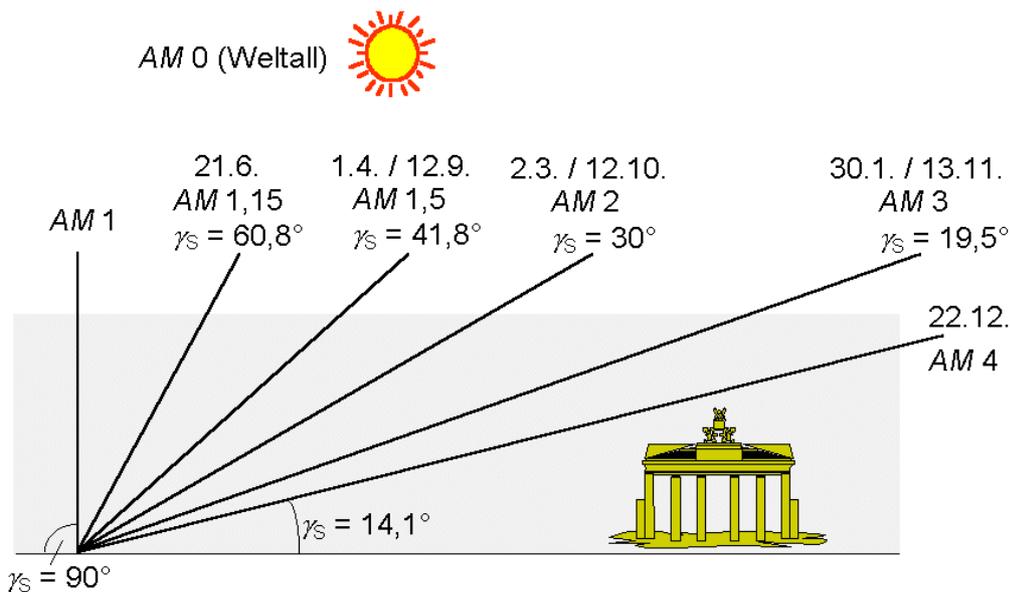
Tab. 3.2: Reduktionseinflüsse in Abhängigkeit der Sonnenhöhe

Air-Mass (AM)

Der Zusammenhang zwischen der Sonnenhöhe γ_S und der Air-Mass ist wie folgt definiert:

$$AM = 1 / \sin \gamma_S \quad (3.1)$$

Der AM-Wert gibt an, wie oft der Weg des Sonnenlichtes dem kürzesten Weg durch die Erdatmosphäre entspricht. Bei senkrechtem Sonnenstand beträgt der AM-Wert 1 und im Weltall null. In der Abbildung 3.4 sind jeweils der höchste Sonnenstand und die zugehörigen AM-Werte an verschiedenen Tagen des Jahres für Berlin dargestellt.

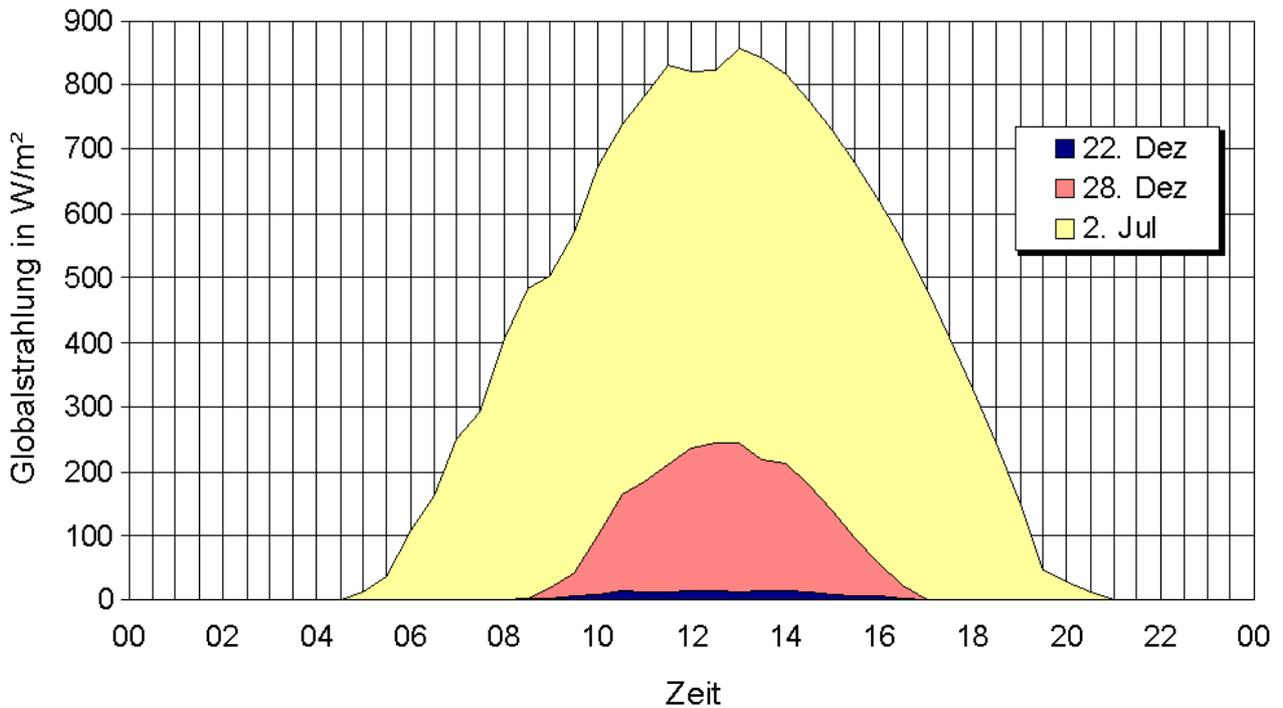


Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.4: Höchster Sonnenstand und AM-Werte für verschiedene Tage in Berlin

Mit dem höchsten Sonnenstand ist auch die tägliche Sonneneinstrahlung stark von der Jahreszeit abhängig. Neben dem Sonnenstand hat natürlich auch das Wetter eine große Bedeutung. Wäh-

rend im Sommer in mitteleuropäischen Gebieten Werte für die tägliche Einstrahlung von über 7,5 kWh/(m² * d) auftreten, können diese im Winter auf unter 0,1 kWh/(m² * d) sinken. In Abbildung 3.5 sind die Tagesgänge der Globalstrahlung in Karlsruhe für einen wolkenlosen Sommer- und Wintertag, sowie einen stark bedeckten Wintertag dargestellt.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.5: Tagesgänge der Globalstrahlung in Karlsruhe

Die Tabelle 3.3 zeigt die Monatsmittelwerte der täglichen Globalstrahlung für vier verschiedene Orte in Deutschland. Die Mittelwerte für Juli liegen bis zu dem Zehnfachen über den entsprechenden Dezemberwerten.

Angaben in kWh/(m ² * d)	Jan.	Feb.	Mär.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr
Berlin	0,60	1,27	2,16	3,57	4,99	4,85	5,13	4,32	2,90	1,72	0,79	0,45	2,74
Kassel	0,65	1,42	2,24	3,63	4,75	4,75	4,84	4,13	2,77	1,60	0,81	0,47	2,69
Stuttgart	0,92	1,64	2,57	3,76	4,74	5,14	5,30	4,47	3,25	1,95	1,16	0,71	2,98
Freiburg	0,88	1,59	2,61	3,73	4,73	5,38	5,55	4,79	3,41	2,02	1,11	0,70	3,06

Tab. 3.3: Zehnjähriges Monatsmittel der täglichen Globalstrahlung, 1981 - 1990

Die mittlere Jahressumme der Globalstrahlung beträgt in Deutschland etwas über 1000 kWh/(m²*a). Auf die Fläche Deutschlands trifft eine Strahlungsenergie, die knapp dem Hundertfachen des Primärenergiebedarfs von 1999 entspricht.

Werte / KWh/ (m ² d)	Bergen	Stock- holm	Berlin	London	Wien	Nizza	Rom	Lissabon	Athen
Geograf. Breite	60°24'N	59°21'N	52°28'N	51°31'N	48°15'N	43°39'N	41°48'N	38°43'N	37°58'N
Jan.	0,20	0,32	0,61	0,56	0,76	1,72	1,70	1,99	1,75
Feb.	0,72	0,95	1,14	1,10	1,42	2,46	2,54	2,96	2,62
Mär.	1,71	2,24	2,44	2,07	2,64	3,91	3,78	4,28	3,82
Apr.	3,27	3,68	3,49	3,04	3,95	5,36	4,99	5,50	5,15
Mai	4,13	5,29	4,77	4,12	5,10	6,10	6,03	6,67	6,41
Jun.	4,85	6,58	5,44	4,99	5,33	6,79	6,59	7,18	6,84
Juli	4,15	5,59	5,26	4,38	5,44	7,13	6,86	7,54	6,88
Aug.	3,49	4,52	4,58	3,62	4,52	5,92	6,16	6,96	6,18
Sept.	1,86	2,70	3,05	2,71	3,30	4,59	4,69	5,22	4,86
Okt.	0,94	1,24	1,59	1,56	2,05	3,27	3,29	3,70	3,38
Nov.	0,30	0,46	0,76	0,81	1,01	1,99	2,02	2,51	2,33
Dez.	0,12	0,23	0,45	0,47	0,69	1,65	1,51	2,15	1,69
Jahr	2,15	2,83	2,81	2,46	3,03	4,25	4,19	4,73	4,33

Tab. 3.4: Monatsmittelwerte der täglichen Globalstrahlung, 1966 – 1975

Innerhalb von Europa gibt es große Unterschiede bei der Solarstrahlung. Hierbei macht sich vor allem der Unterschied zwischen Sommer und Winter bemerkbar (Tab.3.4). Während in Bergen das Verhältnis der Globalstrahlung im Juni zu der im Dezember 40:1 beträgt, sinkt es in Lissabon auf nur 3,3:1. In nördlichen Breitengraden liegt die Jahressumme der Globalstrahlung zwischen 700 kWh/(m²a) und 1000 kWh/(m²a). Dieser Wert steigt bis auf über 1700 kWh/(m²a) in Südeuropa. Der Breitengrad allein liefert jedoch nur eine unzureichende Aussage über die Jahressumme der Globalstrahlung. So liegt sie im 7° nördlicher liegenden Stockholm in der gleichen Größenordnung wie in Berlin, während der Wert im südlicher gelegenen London geringer ist. In der Sahara ist die Jahressumme der Globalstrahlung mit 2350 kWh/(m²a) über doppelt so hoch wie in Deutschland. Die jährliche Gesamtstrahlungsstärke in der 8,7 Mio. km² großen Sahara beträgt etwa das 200fache des Weltprimärenergiebedarfs. D.h. auf 48.500 km², das entspricht 14% der Fläche der Bundesrepublik Deutschland, trifft die gleiche Menge an Sonnenenergie wie die Menschheit zur Zeit verbraucht. Aus diesen Zahlen wird deutlich, daß es durchausmöglich ist, den gesamten Energiebedarf der Menschheit ausschließlich durch Sonnenenergie zu decken.

Die Beobachtungsergebnisse von Meßstellen sind auch auf Weltkarten dargestellt. Zur besseren Auswertung sind die Meßpunkte mit gleicher Globalstrahlung bzw. gleicher Sonnenscheindauer durch Linien mit einander verbunden (Abb. 3.6).

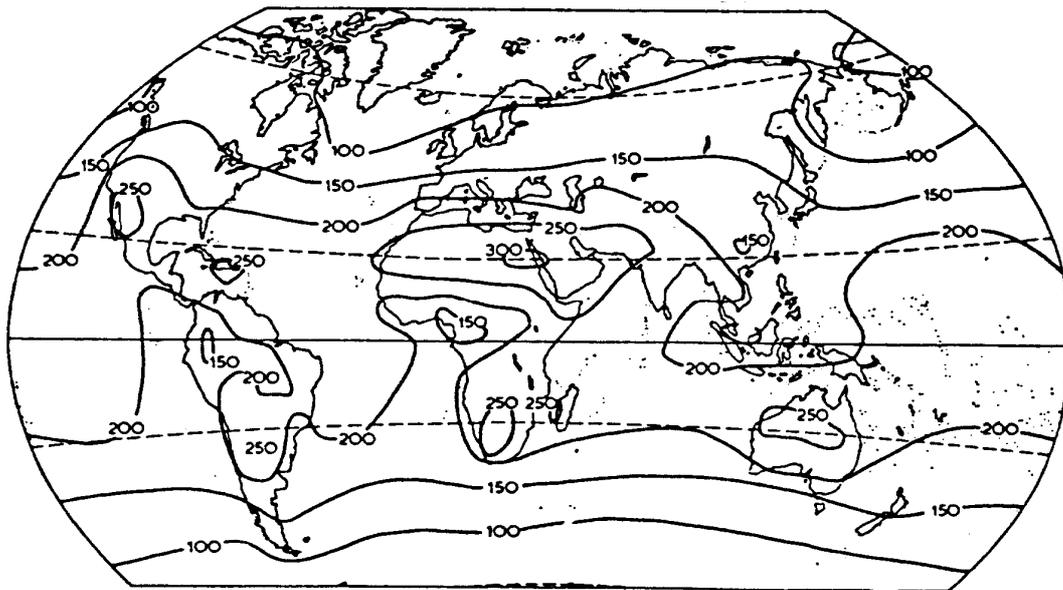
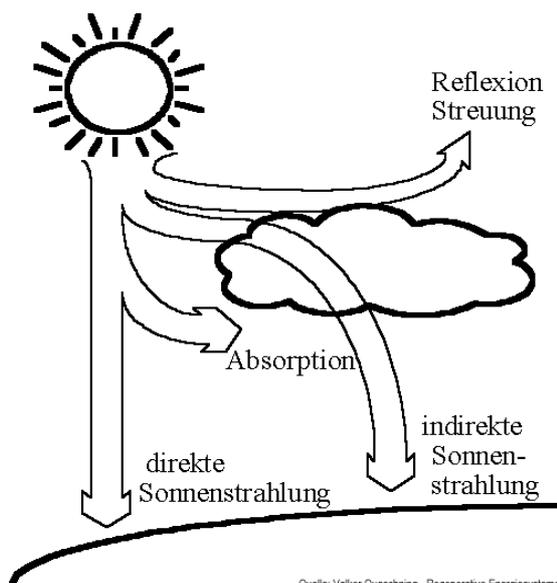


Abb. 3.6: Mittlere jährliche Intensität der Globalstrahlung in W/m^2 (gemittelt über die 8760 Stunden des Jahres)

3.1.4 Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen

Wie bereits im vorigen Kapitel beschrieben, wird die Sonnenstrahlung beim Weg durch die Atmosphäre gestreut und das Licht an Partikeln reflektiert. Während das Licht im Weltall praktisch nur aus direktem Sonnenlicht besteht, setzt es sich auf der horizontalen Erdoberfläche aus einem direkten und einem diffusen Anteil zusammen (Abb. 3.7). Durch die direkte Sonnenstrahlung werden scharfe Schattenwürfe von Gegenständen verursacht, da das direkte Sonnenlicht nur aus der Sonnenrichtung kommt. Das Licht der diffusen Strahlung besitzt hingegen keine definierte Richtung.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.7: Sonnenlicht beim Gang durch die Atmosphäre

Die Zusammensetzung der Gesamt- bzw. Globalstrahlung $E_{G, hor}$ auf der horizontalen Erdoberfläche aus der direkten Bestrahlungsstärke $E_{dir, hor}$ und der diffusen Bestrahlungsstärke $E_{diff, hor}$ ist über den einfachen Zusammenhang

$$E_{G, hor} = E_{dir, hor} + E_{diff, hor}$$

definiert.

Die Tabelle 3.5 zeigt den Anteil der Direkt- und Diffusstrahlung über ein Jahr in Berlin. Vor allem an Tagen mit niedriger Gesamtstrahlung ist der Diffusanteil besonders hoch und kann bis zu 100% betragen. Bei Tagen mit hoher Globalstrahlung sinkt hingegen der Diffusanteil auf Werte unter 20%. Abbildung 3.8 zeigt den typischen Verlauf der Direkt- und Diffusstrahlung in Deutschland. Aus der Darstellung läßt sich erkennen, daß auch im Sommer durchschnittlich Diffusstrahlungsanteile von über 50% erreicht werden.

kWh/ (m ² * d)	Jan.	Feb.	März	Apr.	Mai	Jun.	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr
direkt	0,17	0,40	1,03	1,42	2,13	2,58	2,29	2,05	1,38	0,54	0,22	0,10	1,20
diffus	0,44	0,74	1,41	2,07	2,64	2,86	2,97	2,53	1,67	1,05	0,54	0,35	1,61

Tab. 3.5: Tägliche Direkt- und Diffusstrahlung im Monatsmittel in Berlin, 1966 - 1975

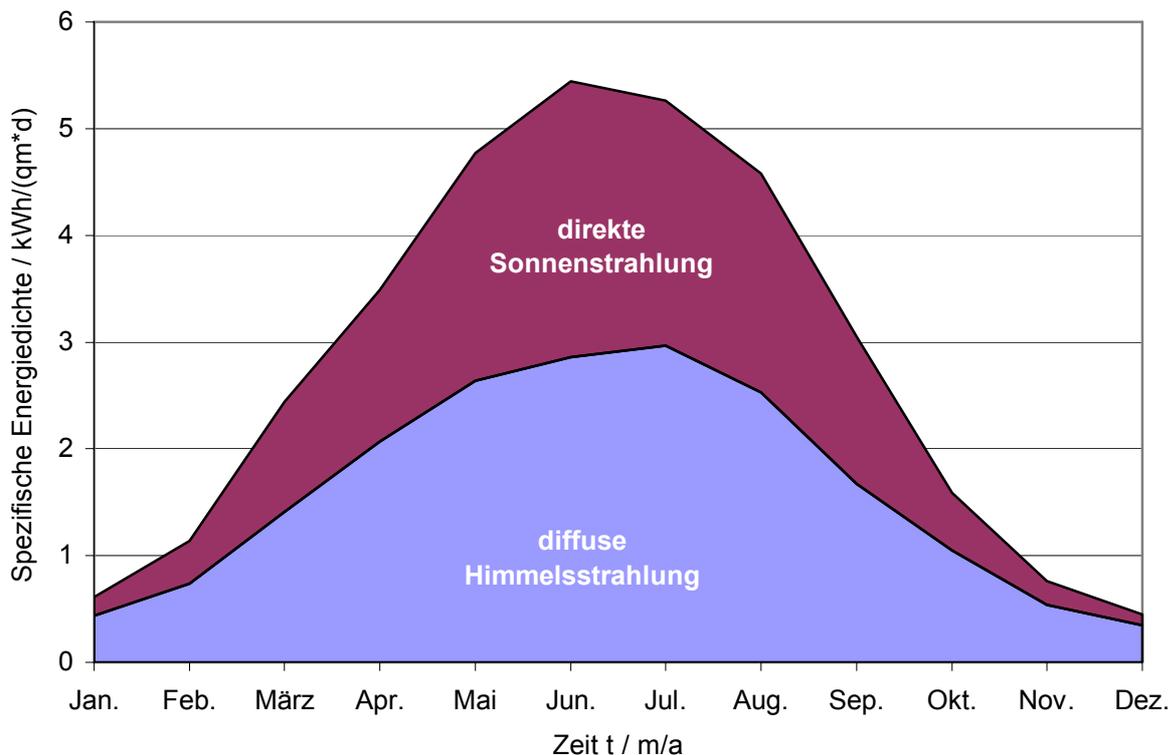


Abb. 3.8: Typischer Verlauf der Tagessummen von Direkt- und Diffusstrahlung in Berlin

Die Jahressumme der Diffusstrahlung unterscheidet sich selbst bei großen geografischen Unterschieden oftmals nur unwesentlich, wie aus der Tabelle 3.6 erkennbar ist. Bei der Direktstrahlung

treten jedoch enorme Unterschiede auf. In Südeuropa fällt der Anteil der Direktstrahlung deutlich höher aus. Er kann im Sommer über 70 % betragen und liegt auch im Winter noch bei über 50 %.

kWh/ (m ² * d)	Bergen	Stock- holm	Berlin	London	Wien	Nizza	Rom	Lissabon	Athen
direkt	0,86	1,41	1,20	0,99	1,40	2,59	2,41	3,06	2,67
diffus	1,29	1,42	1,61	1,47	1,63	1,66	1,78	1,67	1,66

Tab. 3.6: Jahresmittelwerte der täglichen Direkt- und Diffusstrahlung, 1966 - 1975

3.1.5 Einfluß des Sonnenstandes

Die Abbildungen 3.9 bis 3.11 zeigen die Entstehung der Sonnenlaufbahnen an der scheinbaren Himmelskugel über einem Ort auf der nördlichen Halbkugel der Erde.

Auf dem Umfang der Erdkugel befindet sich ein Punkt, der die Stadt Darmstadt darstellt. Er befindet sich auf dem 49,9 Breitengrad. Die schwarze elliptische Fläche um diesen Punkt stellt die Ebene des Horizontes dar. Der Halbkreis auf der Horizontebene ist die scheinbare Himmelskugel. Bei einer Drehung der Erde zeichnet die Sonne eine scheinbare Bahn an dieser Himmelskugel.

Am 21. März und am 23. September treffen die Sonnenstrahlen mittags Darmstadt in einem Winkel von 40,1° zur Erdoberfläche (siehe Abb. 3.9). Dieser Winkel errechnet sich durch die Subtraktion des Winkels zwischen Erdachse und Bahnebene, gleich 90°, und dem Breitengrad 49,9°. Die Sonne geht im Osten auf und im Westen unter. Sie beschreibt einen Bogen von 180° und ist 12 Stunden sichtbar.

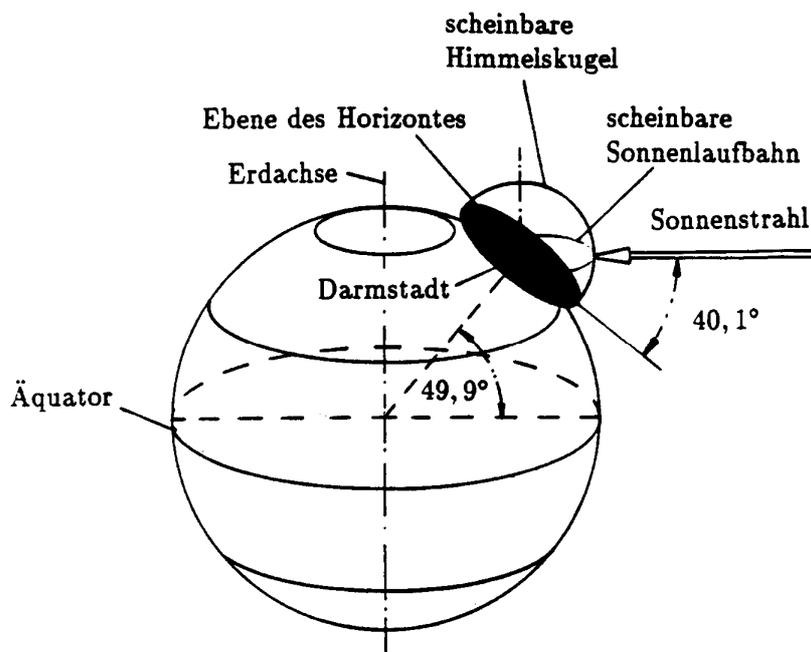
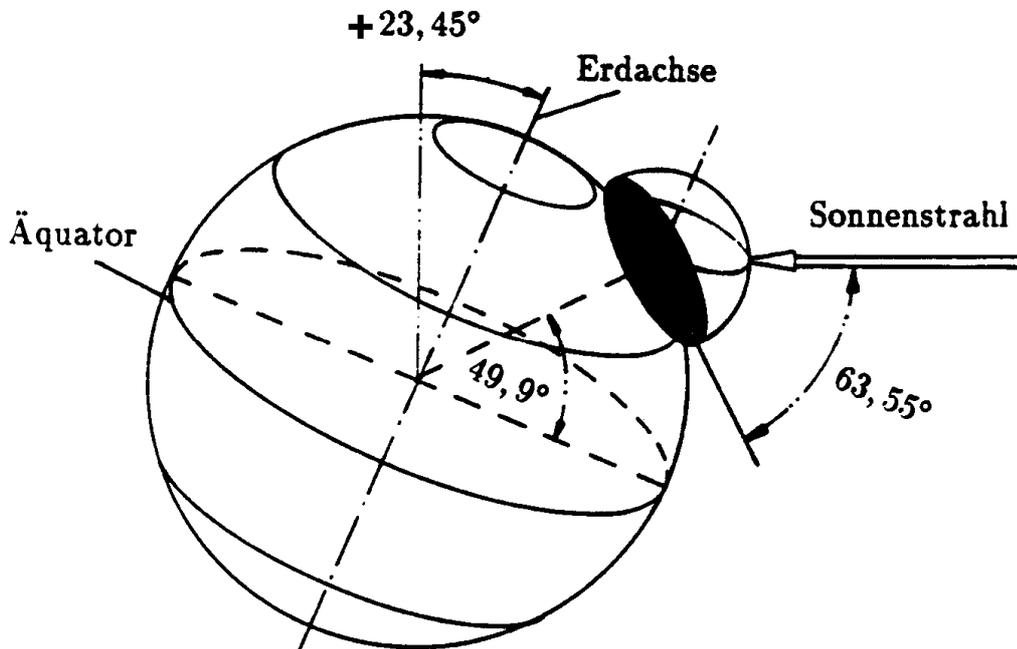


Abb. 3.9: Sonnenlaufbahn am 21. März und 23. September

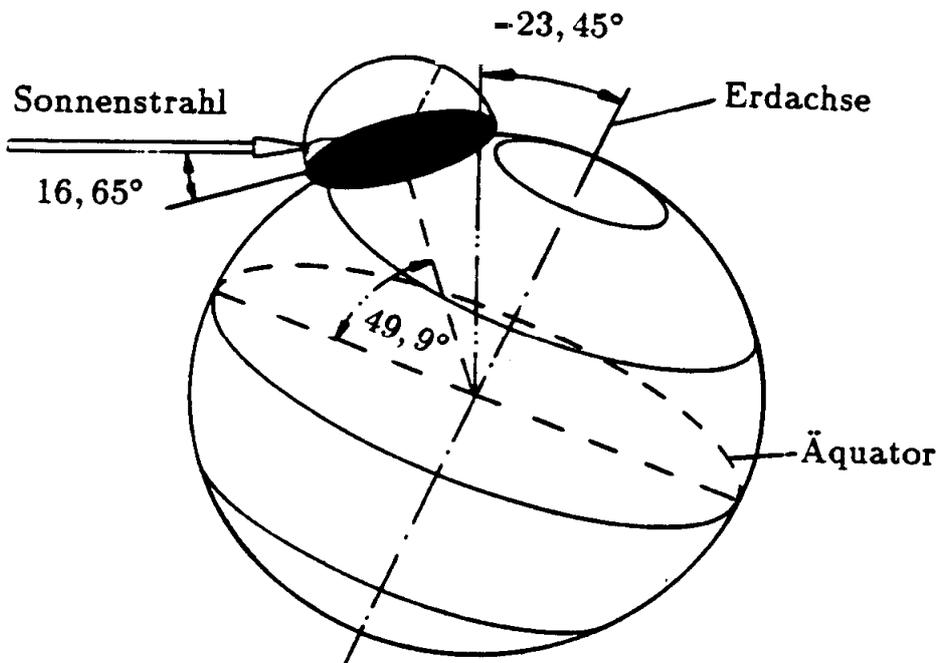
Am 21. Juni neigt sich der Nordpol am weitesten (66,55°) der Sonne entgegen. Der Winkel der Mit-

tagssonne zum Horizont beträgt jetzt $63,55^\circ (= 90^\circ - 49,9^\circ + 23,45^\circ)$. Die Sonne geht im Nordosten auf und im Nordwesten unter. Sie beschreibt einen Bogen von 242° und ist mehr als 16



Stunden sichtbar (siehe Abb. 3.10)

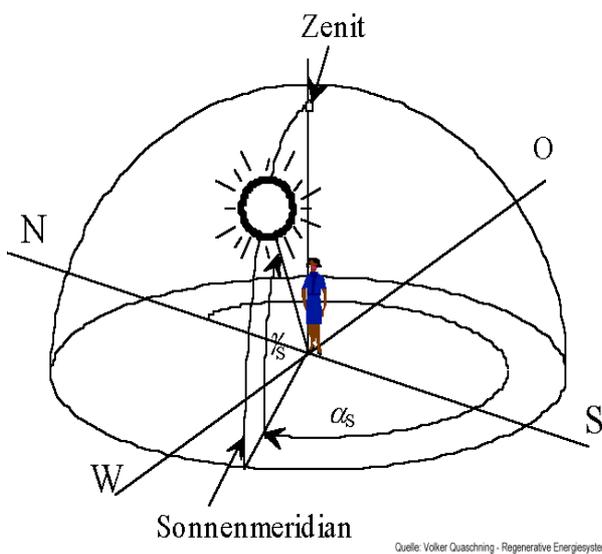
Abb. 3.10: Sonnenlaufbahn am 21. Juni



Die Verhältnisse am 21. Dezember in unseren Breitengraden gibt Abbildung 3.11 wieder.

Abb. 3.11: Sonnenlaufbahn am 21. Dezember**3.1.6 Berechnung des Sonnenstandes**

Für zahlreiche Berechnungen ist die genaue Kenntnis des Sonnenstandes von Bedeutung. Der aktuelle Sonnenstand lässt sich für jeden beliebigen Ort der Erde durch zwei verschiedene Winkel, die Sonnenhöhe (Elevation) γ_S und das Sonnenazimut α_S eindeutig festlegen. Die Sonnenhöhe ist der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont, vom Beobachter aus betrachtet. Das Sonnenazimut beschreibt den Winkel zwischen der geografischen Nordrichtung und dem Vertikalkreis durch den Sonnenmittelpunkt ($0^\circ \hat{=} N$, $90^\circ \hat{=} O$, $180^\circ \hat{=} S$, $270^\circ \hat{=} W$).

**Abb. 3.12: Winkelbezeichnungen des Sonnenstandes nach DIN 85**

Sonnenhöhe und Sonnenazimut sind neben dem geografischen Standort des Beobachters vom Datum und der Uhrzeit abhängig. Hierbei spielt der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Himmelsäquator, die Sonnendeklination δ , die sich im Laufe eines Jahres im Bereich $+23^\circ 26,5' \geq \delta -23^\circ 26,5'$ bewegt, die größte Rolle.

$$\delta = \delta_0 \cdot \sin \left[\frac{360^\circ (284 + n)}{365} \right]$$

$$\delta_0 = 23^\circ 26,5' = 23,45^\circ$$

n = Nummer des Tages

$n = 1 \hat{=} 1. \text{ Januar}$

Weiterhin gibt es jahreszeitliche Schwankungen in der Länge des Sonnentages.

Als Beispiel sind in der Tabelle 3.7 die für die Berechnungen notwendigen Breiten- und Längen-

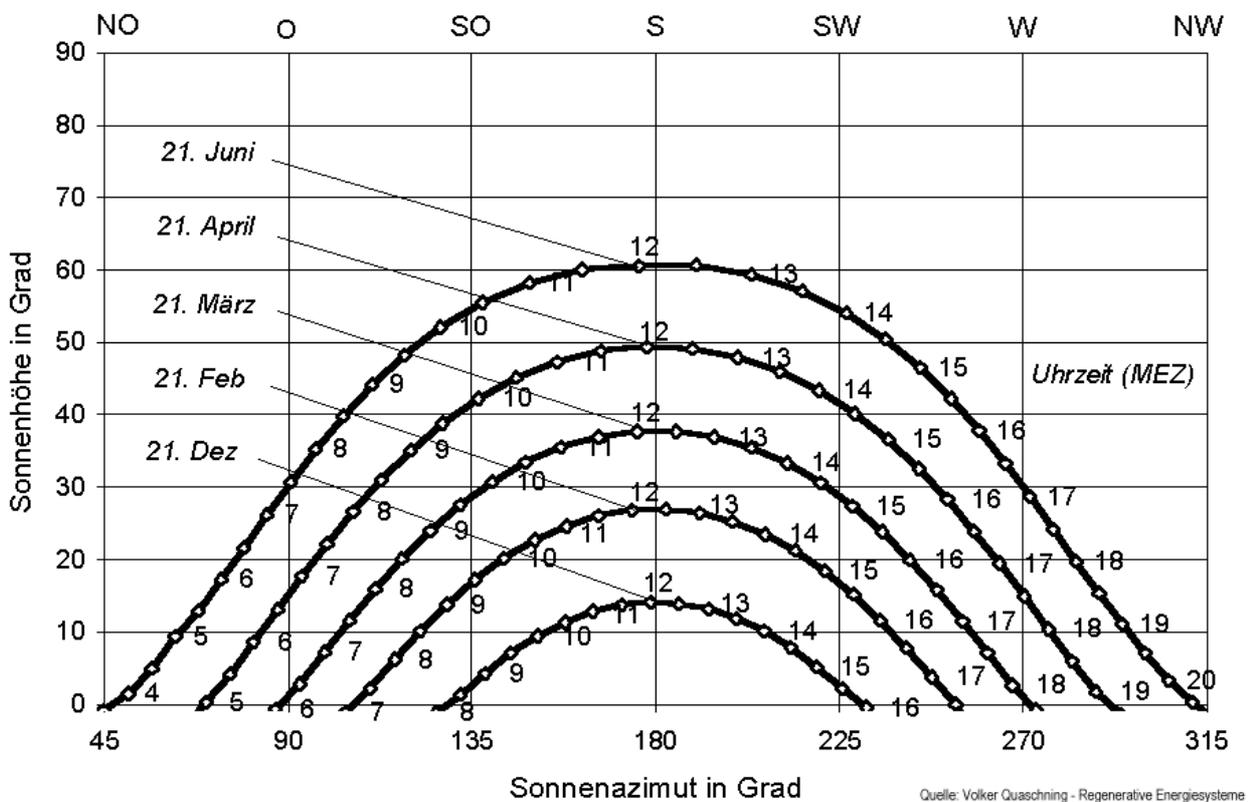
grade einiger Orte angegeben. Für Orte außerhalb des Geltungsbereichs der MEZ und bei der Umstellung auf Sommerzeit ist noch die entsprechende Zeitverschiebung zu berücksichtigen.

Koordinaten	Berlin	Kassel	Stuttgart	Freiburg	Wien	Rom	Washington	Rio de Janeiro
φ /Grad	52,3	51,2	48,5	47,6	48,3	41,5	38,6	-22,0
λ /Grad	13,2	9,3	9,1	7,5	16,4	12,3	-77,0	-42,3

Tab. 3.7: Breitengrade φ und Längengrade λ ausgewählter Orte

An Hand der verhältnismäßig aufwendigen Algorithmen zur Sonnenstandsberechnung ist der Verlauf der Sonnenbahn über einen Tag nur schwer zu erkennen. Aus diesem Grund werden hierfür meist sogenannte Sonnenbahndiagramme verwendet, in denen der Sonnenazimut und die Sonnenhöhe für verschiedene Tage des Jahres berechnet und grafisch dargestellt werden. Für Daten zwischen den berechneten Tagen können die Werte interpoliert werden.

Die Abbildung 3.13 zeigt das Sonnenbahndiagramm für Berlin. Die Uhrzeit ist in mitteleuropäischer Zeit (MEZ) als Parameter bei den Sonnenbahnen angegeben und ggf. noch auf die Sommerzeit zu korrigieren. Wegen der besseren Übersichtlichkeit wurde nur die zweite Jahreshälfte dargestellt. Die Sonnenbahnen für die erste Jahreshälfte lassen sich aus diesen Werten ableiten.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

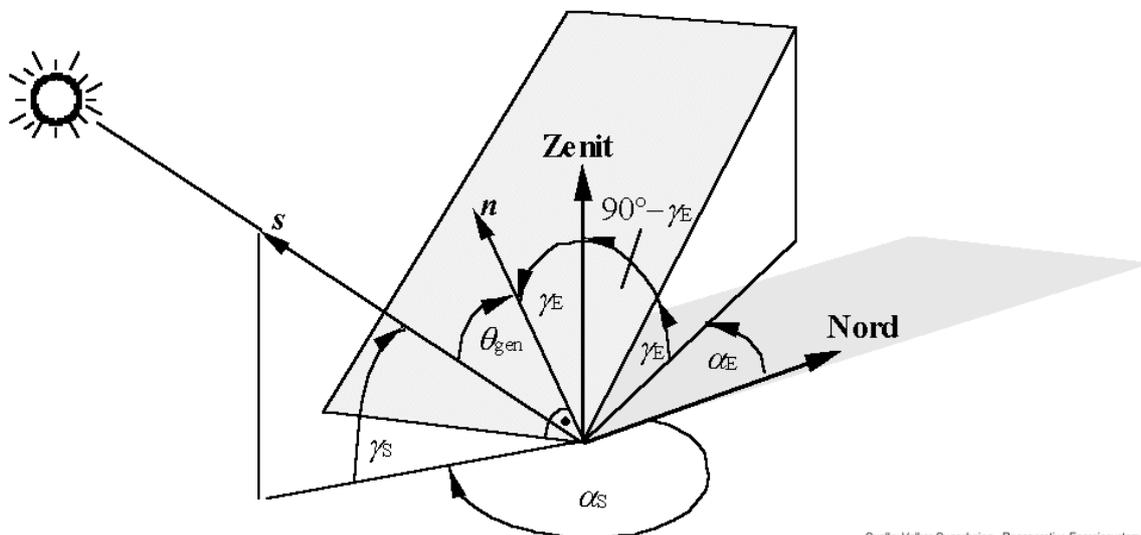
Abb. 3.13: Sonnenbahndiagramm für Berlin

3.1.7 Berechnung des Sonneneinfallswinkels

Der Einfallswinkel des Sonnenlichtes, genannt Zenitwinkel θ_Z kann aus der Sonnenhöhe γ_S direkt abgelesen werden.

$$\theta_Z = 90^\circ - \gamma_S$$

Etwas aufwändiger ist die Berechnung des Einfallswinkels θ_{gen} bei einer geneigten Ebene, die um einen Azimutwinkel α_E gedreht und um einen Höhenwinkel γ_E geneigt ist. Wird die Ebene nach Westen gedreht, ist α_E positiv. Die entsprechenden Winkelbeziehungen sind in der Abbildung 3.14 dargestellt. Auf die Darstellung des aufwendigen Algorithmus zur Berechnung des Einfallswinkels θ_{gen} wird hier verzichtet.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.14: Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf eine geneigte Ebene

3.1.8 Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene

Die Globalstrahlung $E_{G, \text{gen}}$ auf die geneigte Ebene setzt sich neben der direkten $E_{\text{dir}, \text{gen}}$ und diffusen Himmelsstrahlung $E_{\text{diff}, \text{gen}}$ auch aus einem vom Boden reflektierten Anteil $E_{\text{refl}, \text{gen}}$ zusammen, der bei der Horizontalen nicht auftritt:

$$E_{G, \text{gen}} = E_{\text{dir}, \text{gen}} + E_{\text{diff}, \text{gen}} + E_{\text{refl}, \text{gen}}$$

3.1.9 Direkte Strahlung auf der geneigten Ebene

Die in der Abbildung 3.15 dargestellte horizontale Fläche A_{hor} erreicht die gleiche Strahlungsleistung ϕ wie die kleinere, senkrecht zur Einfallsrichtung des Sonnenlichtes ausgerichtete Fläche A_{s} .

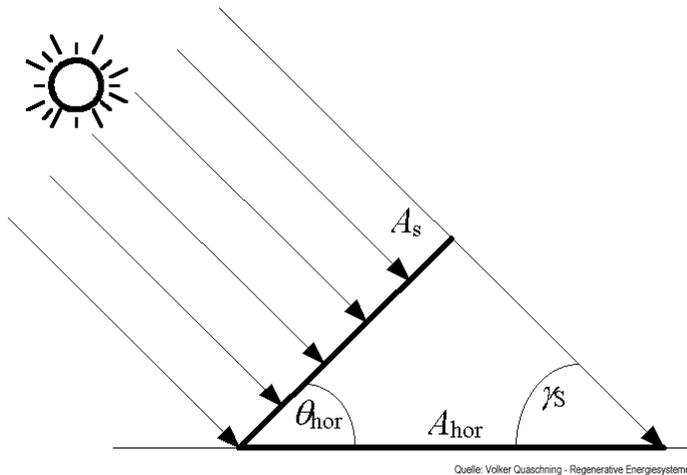


Abb. 3.15: Einstrahlung des Sonnenlichtes auf eine horizontale Fläche A_{hor} und eine Fläche A_{s} senkrecht zur Einfallsrichtung

Mit $\phi_{\text{dir, hor}} = E_{\text{dir, hor}} \cdot A_{\text{hor}} = \phi_{\text{dir, s}} = E_{\text{dir, s}} \cdot A_{\text{s}}$ und

$$A_{\text{s}} = A_{\text{hor}} \cdot \cos \theta_{\text{hor}} = A_{\text{hor}} \cdot \sin \gamma_{\text{S}}$$

folgt:
$$E_{\text{dir, s}} = \frac{E_{\text{dir, hor}}}{\sin \gamma_{\text{S}}} \geq E_{\text{dir, hor}}$$

Aus dieser Beziehung ist abzulesen, daß die direkte Bestrahlungsstärke $E_{\text{dir, s}}$ auf einer senkrecht zur Sonne geneigten Fläche stets größer ist als die direkte Bestrahlungsstärke $E_{\text{dir, hor}}$ auf der Horizontalen. Diese Tatsache wird auch bei photovoltaischen und solarthermischen Anlagen genutzt, indem durch eine Anlagenneigung der zu erzielende Energieertrag erhöht wird.

Analog ergibt sich mit θ_{gen} für eine geneigte Ebene $E_{\text{dir, s}} = \frac{E_{\text{dir, gen}}}{\cos \theta_{\text{gen}}}$ und schließlich für die direkte Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene

$$E_{\text{dir, gen}} = E_{\text{dir, hor}} \cdot \frac{\cos \theta_{\text{gen}}}{\sin \gamma_{\text{S}}}$$

Beispiel: Berechnung von Strahlungsenergien und –stärken

1. Äquator : Breitengrad $\Phi = 0^\circ$

Annahme: $E_{E_{max}} = 1131 \text{ W/m}^2$ (max. Strahlungsstärke auf der Erde senkrecht zur Sonne, berechnet nach Tab. 3.2 für Sonnenhöhe $\gamma_s = 90^\circ$)

$$\Theta_z = \Phi - \delta \text{ (Zenith-Winkel)}$$

$$E_{hor_{max}} = E_{E_{max}} \cdot \cos\Theta_z \text{ (Spez. max. Strahlungsstärke auf horizontale Fläche um 12.00 Uhr)}$$

$$H_h = \frac{2 \cdot N}{\Pi} \cdot E_{hor_{max}}$$

Datum	δ [°]	Θ_z [°]	$E_{hor_{max}}$ [W/m ²]	N [h]	H_h [Wh/m ²]
21.12.					
21.06..					
21.09./21.03.					
Jahresmittelwert					
Spez. Jahresenergie(Bestrahlung)					

2. Darmstadt

$$\Phi = 49,9^\circ,$$

Annahme: $E_{E_{max}} = 1000 \text{ W/m}^2$ (am 21.06., 21.09.,21.03.); $E_{E_{max}} = 800 \text{ W/m}^2$ (am 21.12.)

$$\Theta_z = \Phi - \delta,$$

Datum	δ [°]	Θ_z [°]	$E_{hor_{max}}$ [W/m ²]	N [h]	H_{hor} [Wh/m ²]
21.12.					
21.06..					
21.09./21.03.					
Jahresmittelwert					
Jahresenergie					

$$\text{Tageslänge: } N = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \Phi \cdot \tan \delta)$$

$$\text{Spez. Strahlungsstärke auf horizontale Fläche: } E_{hor} = E_{hor_{max}} \cdot \sin(\Pi \cdot \frac{t'}{N})$$

$$\text{Bestrahlung auf die horizontale Fläche für einen Tag: } H_{hor} = \int_0^N E_{hor} dt = \int_0^N E_{hor_{max}} \sin(\Pi \cdot \frac{t'}{N}) dt = \dots (s.o.)$$

3.2 Aufbau und Funktion von Solarzellen

3.2.1 Historischer Überblick

Der photovoltaische Effekt, d.h. die direkte Umwandlung von Licht in elektrische Energie wurde 1839 von Becquerel entdeckt. 1883 wurde die erste Solarzelle aus Selen betrieben. Ihr Wirkungsgrad erreichte aber nur 1 %. Eine große Anwendungspalette für photovoltaische Wandler schien sich zu öffnen, als im Jahre 1954 die erste Siliziumsolarzelle mit einem Wirkungsgrad von 5% entwickelt wurde. Der Wirkungsgrad konnte noch erheblich gesteigert werden, so daß die Photovoltaik 1958 zur Deckung der Stromversorgung in Satelliten verwendet werden konnte. 1960 ist dabei bereits ein Wirkungsgrad von 14% erreicht worden. Der Markt blieb jedoch trotz der Vielfalt der Anwendungen (Transistorradios, Navigationslampen, Notrufsäulen usw.) sehr klein, da es nicht gelang Siliziumsolarzellen billiger herzustellen.

Aus heutiger Sicht ist der enttäuschende Start solarelektrischer Wandler verständlich, da er in einer Zeit absoluter Sorglosigkeit gegenüber energiewirtschaftlichen und umweltpolitischen Fragen stattfand. Die Siliziumsolarzelle wäre möglicherweise wieder in Vergessenheit geraten, wenn sich nicht plötzlich die spektakuläre Verwendung als Energiewandler in der Raumfahrt ergeben hätte, die ohne die Solartechnik in der heutigen Form nicht möglich wäre.

3.2.2 Der Photoeffekt

Die Energie zum Anheben eines Elektrons auf eine höhere Bahn stellt unter anderem das Licht durch die Energie der Photonen zur Verfügung. Die Energie eines Photons der Wellenlänge λ wird über

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda}$$

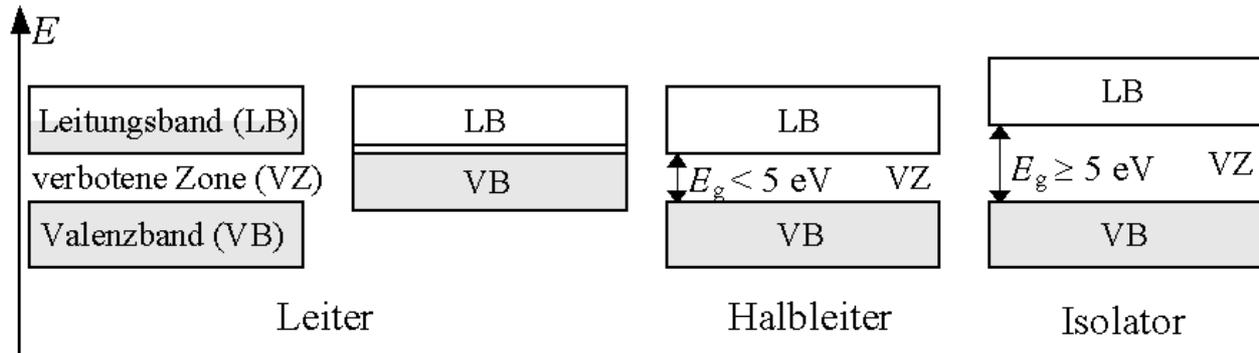
mit der Lichtgeschwindigkeit $c = 2,99792458 \cdot 10^8$ m/s berechnet. Trifft beim Wasserstoffatom ein Photon mit der Energie 13,59 eV auf das Elektron in der ersten Bahn, so reicht die Energie, um das Elektron auf die Bahn E_∞ anzuheben, das heißt vollständig vom Kern zu lösen. Diese Energie nennt man auch Ionisationsenergie. Der Vorgang des vollständigen Lösen von Elektronen vom Kern durch Photonen wird als äußerer Photoeffekt bezeichnet. Das Photon im Wasserstoffbeispiel muß eine Wellenlänge kleiner als $\lambda = 90$ nm besitzen, die nur Röntgenstrahlung aufweist.

Da bei der Photovoltaik hauptsächlich das sichtbare, das ultraviolette und das infrarote Licht mit deutlich niedrigen Energien der Photonen genutzt werden soll, kommt hier nicht der äußere Photoeffekt zur Anwendung, für den hochenergetische Strahlung benötigt wird. Es wird daher auf einen anderen Effekt zurückgegriffen, der als innerer Photoeffekt bezeichnet wird und der im folgenden näher erläutert werden soll.

Während bei Einzelatomen die Elektronen genau definierte Energiezustände einnehmen, werden die identischen Energieniveaus bei Molekülen mit mehreren Atomen durch Wechselwirkung der Elektronen untereinander in eng benachbarte Niveaus aufgespalten. In einem Festkörper mit k Atomen liegen die einzelnen Niveaus so dicht beieinander, daß sie nicht mehr getrennt werden können. Für die einzelnen Energieniveaus der Elektronenbahnen entstehen so genannte Energiebänder. Die verschiedenen Energiebänder können jedoch weiterhin, wie zuvor erläutert, nur eine begrenzte Anzahl von Elektronen aufnehmen.

Beim Bändermodell werden vom ersten Band an die Bänder nacheinander mit Elektronen gefüllt.

Das oberste vollständig gefüllte Band wird als Valenzband VB bezeichnet. Das nächst höhere Band kann entweder teilweise gefüllt oder vollständig leer sein und heißt Leitungsband LB. Der Raum zwischen Valenzband und Leitungsband, der nicht erlaubte Energiezustände erhält, wird als verbotene Zone VZ bezeichnet. Der Energieabstand zwischen den Bändern heißt auch Bandabstand E_g .



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.16: Energiebänder bei Leitern, Halbleitern und Isolatoren

Je nach Anordnung und Besetzung der Bänder werden verschiedene Festkörper in elektrische Leiter, Halbleiter und Isolatoren eingeteilt (Abb. 3.16). Bei den Leitern ist entweder das Leitungsband nur teilweise mit Elektronen gefüllt oder Leitungs- und Valenzband überlappen sich. Bei einem teilweise besetzten Leitungsband können sich die Elektronen innerhalb des Festkörpers bewegen und somit zur Elektronenleitung beitragen. Der spezifische elektrische Widerstand ist bei Leitern mit $\rho < 10^{-5} \Omega\text{m}$ sehr gering. Zu den Leitern zählen vor allem metallische Werkstoffe.

Die Isolatoren haben einen großen spezifischen elektrischen Widerstand von $\rho > 10^7 \Omega\text{m}$. Das Leitungsband ist unbesetzt und durch den großen Bandabstand ($E_g \geq 5 \text{ eV}$) können Elektronen nur schwer vom Valenzband ins Leitungsband angehoben werden.

Für die Photovoltaik sind die Halbleiter von entscheidender Bedeutung. Die elektrische Leitfähigkeit von Halbleitern liegt zwischen $10^{-5} \Omega\text{m}$ und $10^7 \Omega\text{m}$. Sie besitzen ein unbesetztes Leitungsband wie die Isolatoren. Jedoch können durch ihren verhältnismäßig geringen Bandabstand ($E_g < 5 \text{ eV}$) Elektronen durch den Einfluß von Licht in das Leitungsband angehoben werden (Abb. 3.17). Das Anheben von Elektronen durch Photonen in das Leitungsband wird als innerer Photoeffekt bezeichnet.

Ist die Energie des Photons geringer als der Bandabstand kann das Elektron nicht ins Leitungsband gelangen. Ist die Energie des Photons zu groß wird das Elektron ins Leitungsband angehoben, wobei die "überschüssige" Energie durch die Bewegungen des Elektrons in Wärme bzw. kinetische Energie umgewandelt wird, wodurch das Elektron wieder an die Leitungsbandkante zurückfällt.

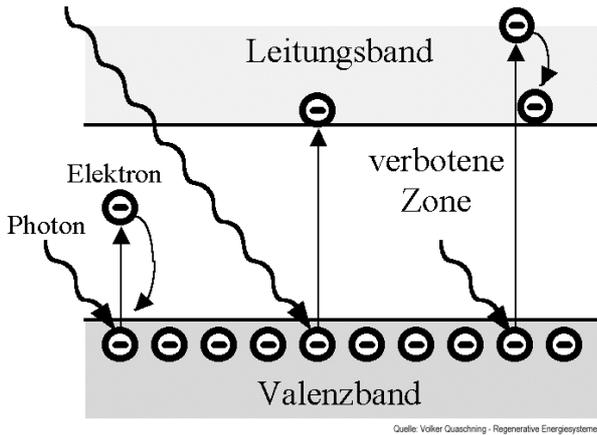


Abb. 3.17: Anhebung von Elektronen vom Valenzband in das Leitungsband durch die Einwirkung von Licht (innerer Photoeffekt)

Technisch kann der innere Photoeffekt für Photowiderstände genutzt werden, die abhängig von der Bestrahlung ihren Widerstand ändern oder aber zur Erzeugung elektrischen Stroms in der Photovoltaik.

3.2.3 Funktionsprinzip einer Solarzelle

In der Photovoltaik werden Halbleiter verwendet. Diese verfügen im Mittel über vier Elektronen in der äußeren Schale, die so genannten Valenzelektronen. Elementarhalbleiter sind Elemente aus der IV. Gruppe des Periodensystems der Elemente wie Silizium (Si), Germanium (Ge) oder Zinn (Sn). Verbindungen aus zwei Elementen der III. und der V. Gruppe, die als III-V-Verbindungen bezeichnet werden, sowie II-VI-Verbindungen oder Kombinationen aus verschiedenen Elementen haben im Mittel ebenfalls vier Valenzelektronen. Ein III-V-Halbleiter ist zum Beispiel Gallium-Arsenid (GaAs) und ein II-VI-Halbleiter Cadmiumtellurit (CdTe). Die verschiedenen Bandabstände einiger Halbleiter sind in Tabelle 3.8 dargestellt.

Ein häufig verwendetes Material in der Photovoltaik ist Silizium. Nach Sauerstoff ist Silizium das zweithäufigste Element in der Erdkruste; kommt jedoch meist nur in chemisch gebundener Form vor.

IV-Halbleiter		III-V-Halbleiter		II-VI-Halbleiter	
Material	E_g/eV	Material	E_g/eV	Material	E_g/eV
Si	1,107	GaAs	1,35	CdTe	1,44
Ge	0,67	InSb	0,165	ZnSe	2,58
Sn	0,08	InP	1,27	ZnTe	2,26
-	-	GaP	2,24	HgSe	0,30

Tab. 3.8: Bandabstände verschiedener Halbleiter bei 300 K

Silizium (Si) ist ein Elementarhalbleiter der IV. Gruppe des Periodensystems der Elemente. Das heißt Silizium verfügt über 4 Valenzelektronen in der äußeren Schale. Um auf eine stabile Elektronenkonfiguration zu kommen, bilden im Silizium-Kristallgitter jeweils zwei Elektronen von benachbarten Atomen eine Elektronenpaarbindung. Die Elektronen werden von den zwei Atomen nun sozusagen gemeinsam genutzt. Durch Elektronenpaarbindung mit vier Nachbarn erhält Silizium die stabile Elektronenkonfiguration des Edelgases Argon (Ar). Im Bändermodell ist das Valenz-

band voll besetzt und das Leitungsband ist leer. Durch den Einfluß von Licht oder Wärme kann ein Elektron vom Valenzband ins Leitungsband angehoben werden. Das Elektron ist nun im Kristallgitter frei beweglich. Im Valenzband bleibt ein so genanntes Defektelektron oder auch Loch zurück (Abbildung 3.18). Durch die Bildung von Defektelektronen entsteht die Eigenleitung des Halbleiters. Elektronen und Löcher treten stets paarweise auf; es gibt also genauso viele Elektronen wie Löcher.

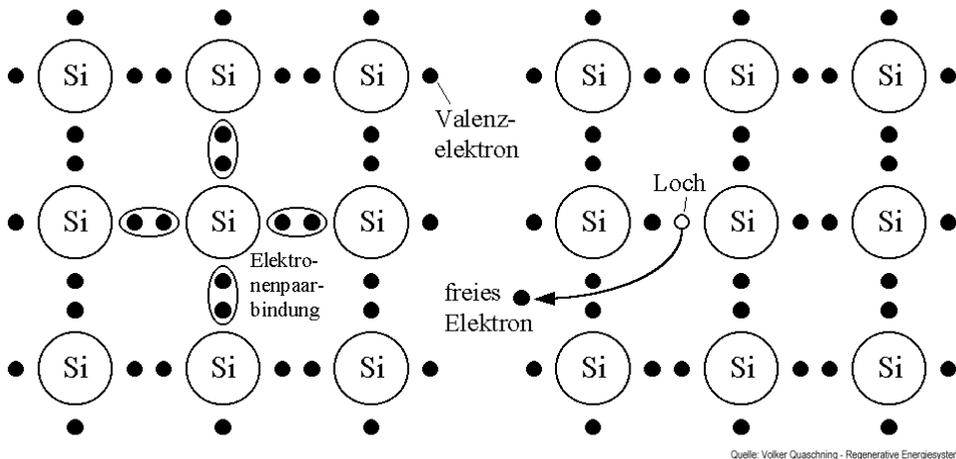
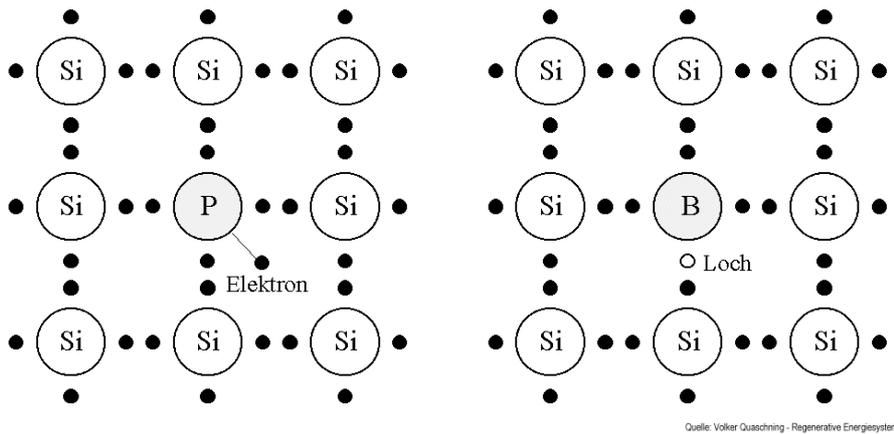


Abb. 3.18: Kristallstruktur von Silizium (links), Eigenleitung durch Defektelektron im Kristallgitter (rechts)

Wird an den Silizium-Kristall von außen eine elektrische Spannung angelegt, fließen die negativ geladenen Elektronen zur Anode (+Pol). Gebundene Elektronen, die sich neben einem Loch befinden, können durch einen Platzwechsel in das Loch springen. Das Loch wandert dann in die andere Richtung; bei Anlegen einer Spannung also in die Richtung der Kathode (-Pol).

Die elektrische Leitfähigkeit ändert sich auch unter dem Einfluß von Licht. Dieses wird für die Herstellung von lichtempfindlichen Photowiderständen genutzt. Für die Anwendung ist jedoch von außen eine elektrische Spannung anzulegen. Zur Erzeugung von elektrischem Strom läßt sich die Eigenleitung nicht einsetzen. Daher wird auf einen anderen Effekt zurückgegriffen, die als Störstellenleitung bezeichnet wird.

Atome aus der V. Gruppe wie Phosphor (P) oder Antimon (Sb) haben im Gegensatz zu Silizium fünf Valenzelektronen. Werden nun diese Atome ins Siliziumgitter eingebaut, kann das fünfte Elektron keine Bindung mit einem Nachbaratom eingehen. Dieses Elektron ist sehr locker gebunden und kann im Vergleich zu einem fest gebundenen Elektron durch sehr geringe Energiezufuhr von seinem Gitterplatz getrennt werden. Es steht dann als freies Elektron zur Verfügung. Der Einbau von Atomen aus der V. Gruppe wird als n-Dotierung bezeichnet. Die Fremdatome heißen Donatoren.



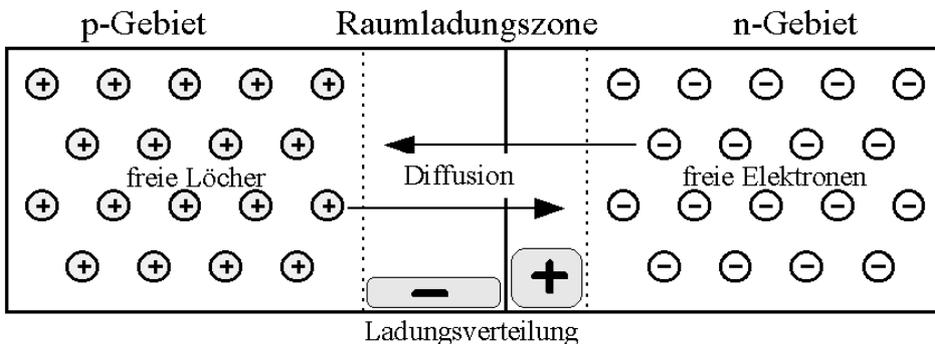
Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.19: Störstellenleitung bei n- und p-dotiertem Silizium

Da bei der n-Dotierung deutlich mehr freie Elektronen als Löcher vorhanden sind, werden hier die Elektronen als Majoritätsträger bezeichnet. Die elektrische Leitung beruht vor allem auf dem Transport von Elektronen, der Halbleiter wird n-leitend.

Werden an Stelle von Antimon aus der V. Gruppe Atome aus der III. Gruppe wie Bor (B) oder Aluminium (Al) mit drei Valenzelektronen in das Silizium-Gitter eingebaut fehlt, ein Valenzelektron und es entsteht ein Loch als Störstelle. Durch eine geringe Energiezufuhr E_A kann im Gegensatz zum n-Leiter das Loch „gelöst“ werden und „frei umherwandern“. Die elektrische Leitung beruht vor allem auf dem Transport von positiven Ladungsträgern; den Löchern. Durch die so genannte p-Dotierung wird der Halbleiter p-leitend. Die Fremdatome heißen Akzeptoren.

Werden nun ein p-dotierter und ein n-dotierter Halbleiter in Kontakt gebracht, entsteht ein pn-Übergang. Im n-Halbleiter existieren, wie zuvor erläutert, ein Überschuss an freien Elektronen; im p-Halbleiter ein Überschuss an freien Löchern. Daher diffundieren die Elektronen vom n-Gebiet ins p-Gebiet und die Löcher vom p-Gebiet in das n-Gebiet (Abb. 3.20). An der Übergangszone entsteht ein Gebiet mit wenigen freien Ladungsträgern. Dort, wo Elektronen ins p-Gebiet gewandert sind, bleiben positiv ionisierte Dotieratome zurück. Es entsteht eine positive Raumladungszone. An den Stellen, von denen die Löcher ins n-Gebiet diffundiert sind, bleiben negative ionisierte Dotieratome zurück. Hier entsteht eine negative Raumladungszone.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.20: Ausbildung einer Raumladungszone im pn-Übergang durch Diffusion von Elektronen und Löchern.

Es entsteht also ein elektrisches Feld zwischen dem n- und dem p-Gebiet, das der Bewegung der

Ladungsträger entgegengerichtet ist, so daß die Diffusion nicht endlos fortgesetzt wird. Schließlich stellt sich die Diffusionsspannung ein.

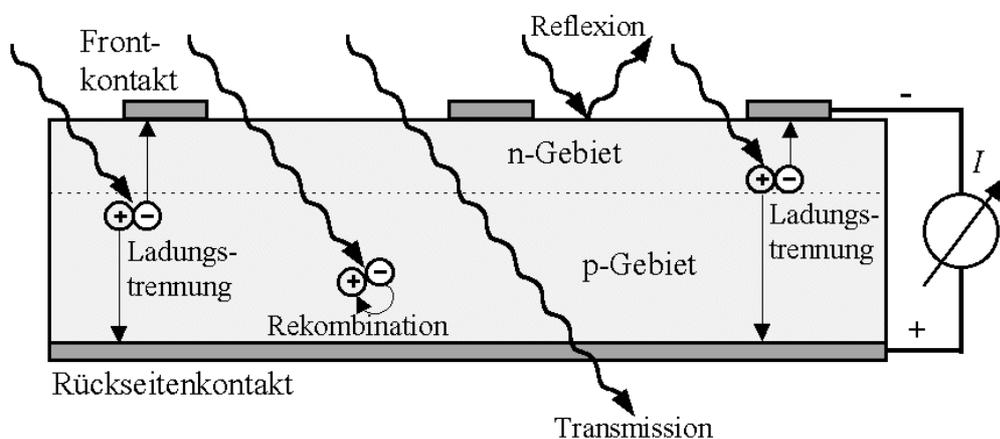
Für Silizium berechnet sich bei einer Störstellenkonzentration von Donatoren $n_D = 2 \cdot 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ und Akzeptoren $n_A = 1 \cdot 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ bei einer Temperatur von $T = 300 \text{ K}$ die Diffusionsspannung zu $U_d = 0,73 \text{ V}$.

Werden in der Raumladungszone nun durch Photonen Elektronen vom Valenzband ins Leitungsband angehoben, also vom Atom gelöst, so werden diese durch das elektrische Feld in das n-Gebiet gezogen; die entstehenden Löcher wandern ins p-Gebiet. Über einen elektrischen Verbraucher läßt sich dann der Stromkreis schließen.

Wie bereits zuvor erläutert, wird bei einer Solarzelle nur ein Teil der Energie der Photonen genutzt. Ist die Energie der Photonen kleiner als der Bandabstand reicht deren Energie nicht aus um ein Elektron vom Valenzband ins Leitungsband zu heben. Dies ist bei Wellenlängen oberhalb

$$\lambda_{\max} = \frac{h \cdot c}{E_g} = \frac{1,24 \mu\text{m} \cdot \text{eV}}{E_g}$$

der Fall. Doch auch bei Wellenlängen in der Nähe des Bandabstandes wird nicht sämtliche eintreffende Strahlungsenergie in elektrische Energie umgewandelt. Zum einen wird ein Teil des Lichtes reflektiert und ein anderer Teil geht ungenutzt durch den Halbleiter. Zum anderen können Elektronen im Halbleiter wieder mit Löchern rekombinieren, das heißt ins Valenzband zurückfallen bevor sie zum Verbraucher gelangen. Die Vorgänge sind in der folgenden Abbildung dargestellt.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.21: Vorgänge in einer Solarzelle bei Bestrahlung

Bei Strahlung niedriger Wellenlänge und hoher Energie wird nur ein Teil der Energie genutzt, da die über den Bandabstand hinausgehende Energie durch das Rückfallen des Elektrons an die Leistungsbandkante für die Photovoltaik ungenutzt bleibt. Der Anteil der nutzbaren Energie ist also wesentlich von der Wellenlänge des eintreffenden Lichtes abhängig.

3.2.4 Übersicht Solarzellentypen

Der zuvor beschriebene photovoltaische Effekt gilt prinzipiell für alle Solarzellen-Typen. Man unterscheidet:

- Monokristalline Silizium-Solarzellen
- Polykristalline Silizium-Solarzellen
- Gallium-Arsenid-Solarzellen
- Polykristalline Dünnschicht-Solarzellen
- Amorphe Silizium-Solarzellen

Wir beschränken uns im folgenden auf Silizium-Solarzellen, da sie am weitesten verbreitet sind.

Silizium-Solarzellen

Ausgangsmaterial der heute überwiegend eingesetzten Solarzellen ist das aus Quarzsand hergestellte Halbleitermaterial Silizium.

Mono- bzw. polykristalline Zellen werden fast ausschließlich im größeren Leistungsbereich eingesetzt. Die Zellen werden zu Modulen verschaltet und verfügen über eine Lebensdauer von weit mehr als 20 Jahren.

Amorphe Zellen (a-Si) werden eher im Kleinleistungsbereich (z.B. Taschenrechner, Armbanduhren etc.) eingesetzt. Amorphe Zellen sind in der Herstellung wesentlich preiswerter, jedoch instabiler in ihrem Langzeitverhalten, d. h. amorphe Zellen verlieren mit zunehmender Betriebsdauer an Wirkungsgrad (Degradation der eingelagerten Wasserstoffatome).

Weitere Solarzellen

Neben dem am häufigsten angewendeten Silizium (Si) kann das Basismaterial auch aus Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe_2 bzw. CIS als Kurzbezeichnung) und Cadmium-Tellurid (CdTe) bestehen. Daneben wird noch Gallium-Arsenid (GaAs) bei den Solarzellen verwendet. Dabei sind materialbedingte Umweltauswirkungen von Cadmium und Gallium-Arsenid zu beachten. Tandem-Solarzellen können aus einer zweilagigen Schicht von Gallium-Arsenid (GaAs) und Gallium-Antimon (GaSb) bestehen.

Übersicht der Technologien

Zellmaterial	Modulwirkungsgrad in %	Benötigte PV-Fläche in m^2/kWp
Monokristallin Si	15-18	7-9
Polykristallin Si	13-16	8-9
Mikromorphe Tandemzellen	6-9	9-12
Dünnschicht (CIS)	10-12	9-11
Dünnschicht (CdTe)	9-11	11-13
Dünnschicht (a-Si)	6-8	13-20

3.2.5 Prinzipieller Aufbau einer Silizium-Solarzelle

Das nachstehende Bild zeigt den prinzipiellen Aufbau und das Aussehen einer Silizium-Solarzelle. Es sind scheibenförmige Halbleiter von einigen Zehntelmillimeter Dicke und je nach Anwendungsfall bis zu $10 \times 10 \text{ cm}^2$ Fläche. In das p-leitende Halbleitermaterial wird auf einer Seite eine etwa $0,2 \mu\text{m}$ dünne n-leitende Schicht eindiffundiert, die deshalb so dünn sein muß, damit das Licht vollständig zum p/n-Übergang vordringen kann. Die Rückseite erhält anschließend einen ganzflächigen metallischen Kontakt, während die dem Licht zugewendete Vorderseite mit einer metallischen fingerartigen Kontaktstruktur, dem sog. „Grid“ (engl. für Gitter) versehen wird. Durch dieses Gitter kann das Sonnenlicht in den Solarzellenkörper eindringen. Um Reflexionsverluste zu vermindern, befindet sich auf der Oberfläche eine dünne, aufgedampfte Antireflexschicht (Titanoxid), die der Solarzelle ihre charakteristische blaue Farbe gibt, wobei es aus optischen Gründen mittlerweile gelungen ist noch andere Farben herzustellen. Zudem sind die Module auch flexibel als Band erhältlich.

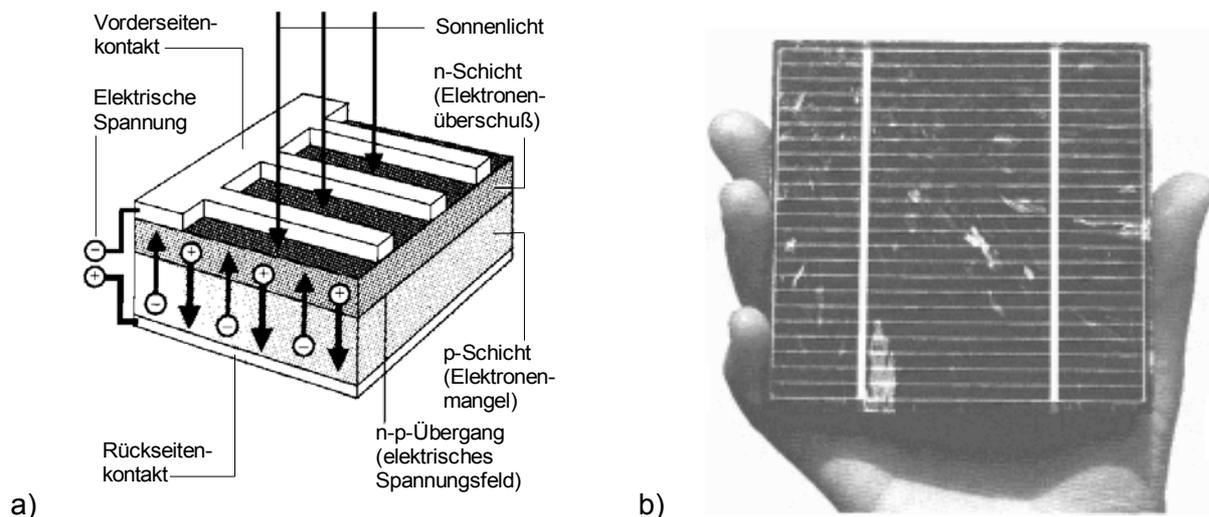


Abb. 0.22: Siliziumsolarzelle: a) prinzipieller Aufbau, b) $10 \times 10 \text{ cm}^2$ große polykristalline Zelle (Werkfoto AEG)

Die nach obigem Bild aufgebauten Solarzellen können aus ein- (mono-) oder viel- (poly-) kristallinem Silizium hergestellt sein. In einem Einkristall sind die Atome im gesamten Volumen in derselben Orientierung angeordnet, während dies in einem Vielkristall nur für die einzelnen, gegeneinander unterschiedlich ausgerichteten Kristallbezirke, sogen. Kristallite gilt. Die Art des verwendeten Kristalls und dessen Reinheitsgrad haben Einfluß auf den erreichbaren Wirkungsgrad. Eine Solarzelle der oben abgebildeten Größe kann bei voller Sonneneinstrahlung (1000 W/m^2) eine Leistung bis zu $1,5 \text{ W}$ abgeben.

3.2.6 Kenngrößen von Solarzellen

Leerlaufspannung und Kurzschlußstrom

Ohne Lichteinfall verhält sich die Solarzelle wie eine großflächige Diode. Legt man an die metallischen Kontakte eine positive Spannung U_D an, dann fließt ein Diodenstrom I_D , der exponentiell von der angelegten Spannung abhängt (Diodendurchlaßbereich). Bei negativer Spannung (Diodensperrbereich) fließt ein schwacher Sperrstrom I_S . Werden nun bei Bestrahlung die Solarzellenkontakte durch einen metallischen Leiter kurzgeschlossen ($R_A=0$), dann fließt in dem Stromkreis ein durch Licht induzierter Photostrom (Solarzellen-Kurzschlußstrom) I_{SC} . Erhöht man nun den Arbeitswiderstand R_A , so baut sich an diesem eine Spannung U_L auf, die in gleicher Weise wirkt wie die externe Spannung U_D . Sie ruft am p/n-Übergang der Solarzelle einen Strom hervor, der als Durchlaßstrom I_D dem Solarzellenstrom I_{SC} entgegengerichtet ist. Der resultierende Strom I_L über R_A ergibt sich durch Subtraktion des Stromes I_D in Durchlaßrichtung von Kurzschlußstrom I_{SC} .

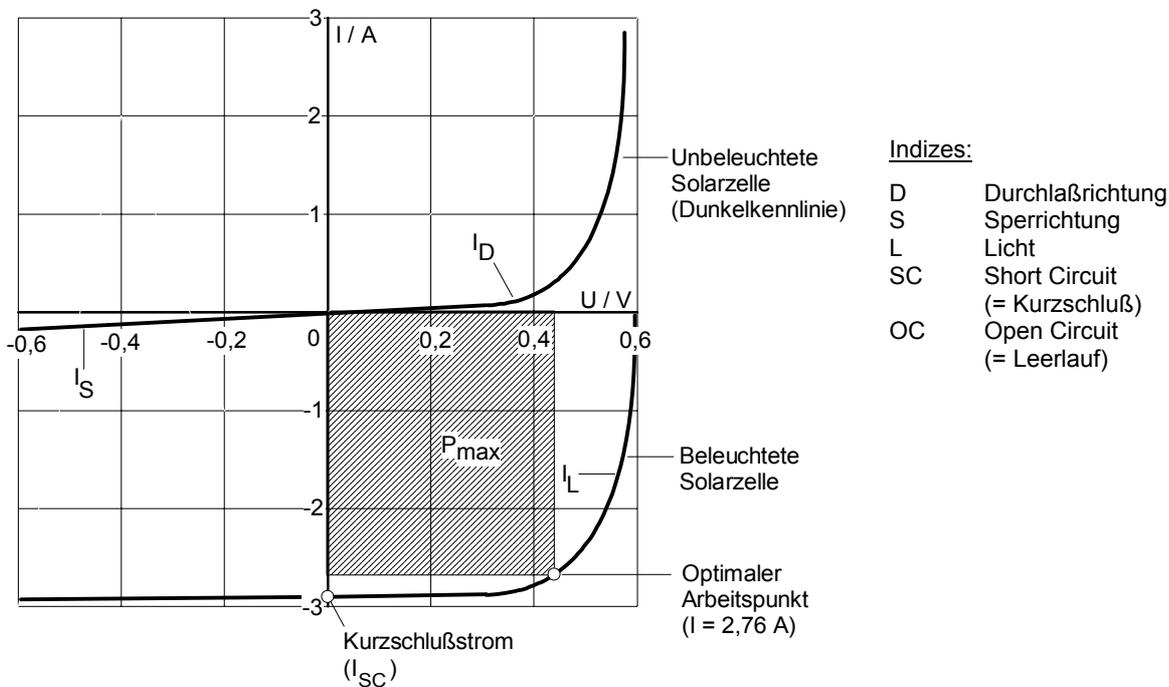


Abb. 0.23: Dunkelkennlinie (I_D, I_S) und Kennlinie bei bestrahlter Solarzelle (I_L)

Das elektrische Verhalten von Solarzellen ist im wesentlichen abhängig von der Lichtintensität und der Temperatur. Der Kurzschlußstrom I_{SC} und die abgegebene Leistung P nehmen bei konstanter Zelltemperatur proportional mit der Strahlungsintensität zu, während die Zellenspannung nur schwach (logarithmisch) von ihr abhängt.

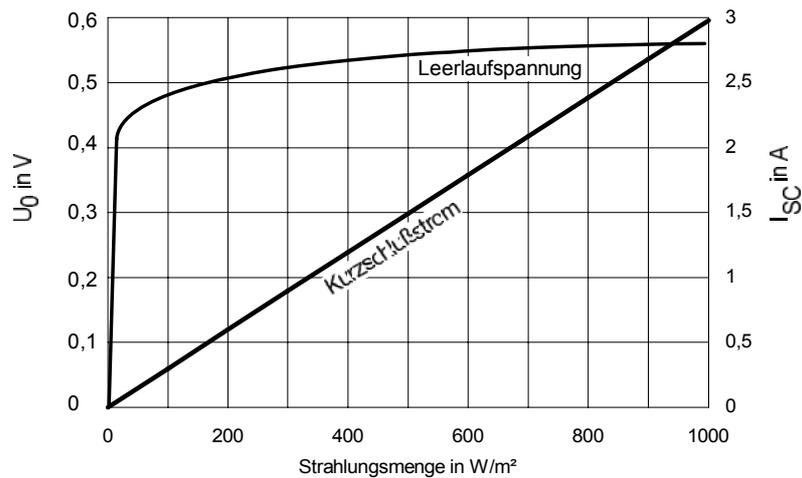


Abb. 0.24: Leerlaufspannung und Kurzschlußstrom einer Si-Solarzelle von 10 x 10 cm² Fläche in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke

Die Kurve für die Leerlaufspannung erklärt, warum Solarzellen selbst bei geringer Strahlungsintensität (z.B. in einem, mit Tageslichtröhren beleuchteten Raum) nahezu ihre volle Betriebsspannung von etwa 0,57 V erreichen.

Strom-/Spannungskennlinie

Für die praktische Nutzung des Solarstromes sind nicht nur Kurzschlußstrom und Leerlaufspannung entscheidend, sondern ganz wesentlich auch der Verlauf der Strom-/Spannungscharakteristik - also die Solarzellenkennlinie. Sie gibt an, wie sich Strom und Spannung verhalten, wenn an die Zelle ein Verbraucher angeschlossen wird.

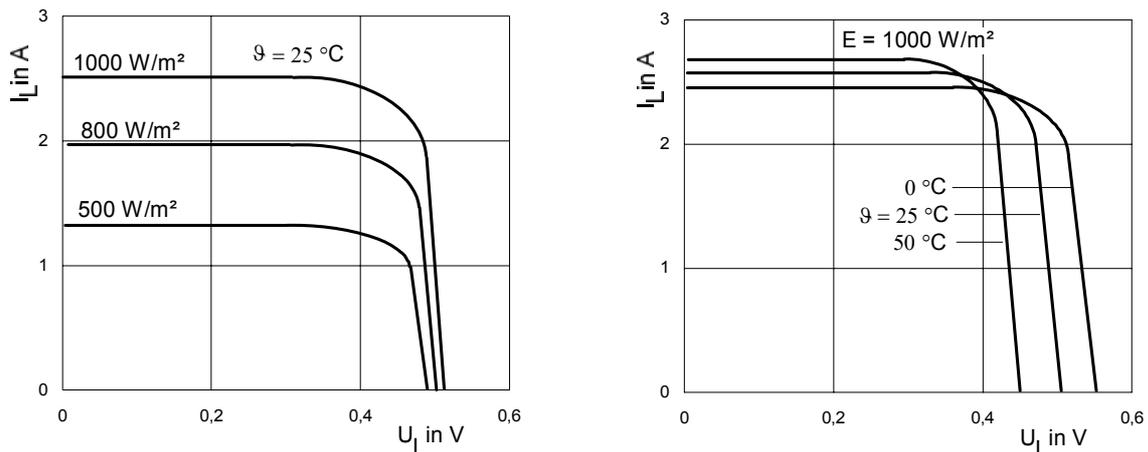


Abb. 0.25: Kennlinien einer Si-Solarzelle von 100 cm² Fläche mit den Parametern Bestrahlungsstärke und Zellentemperatur

Mit zunehmender Zelltemperatur nimmt die Spannung stark ab, jedoch steigt der Strom geringfügig an. Dies ist gleichbedeutend mit einer Leistungsabnahme bei steigenden Temperaturen. Die Datenblattangaben der Hersteller beziehen sich immer auf Standardtestbedingungen (STC), d. h. $E = 1000 \text{ W/m}^2$, $AM = 1,5$ und eine Zelltemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Beispielhaft sind für eine Silizium-Solarzelle eines bayrischen Herstellers die Werte in nachfolgender Tabelle zusammengestellt.

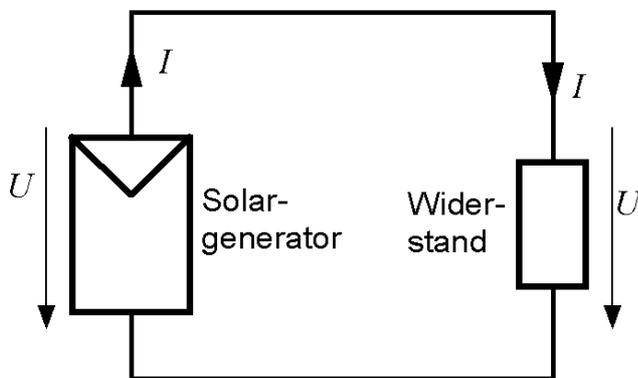
	unter $25 \text{ }^\circ\text{C}$	über $25 \text{ }^\circ\text{C}$
Spannung	+ 0,38% / $^\circ\text{C}$	- 0,38% / $^\circ\text{C}$
Strom	- 0,07% / $^\circ\text{C}$	+ 0,07% / $^\circ\text{C}$
Leistung	+ 0,31% / $^\circ\text{C}$	-0,31% / $^\circ\text{C}$

Tab. 0.9: Temperaturabhängigkeit von Spannung, Strom und Leistung

Die Leistung der Solarzelle steigt etwa proportional mit der Bestrahlungsstärke an. Dies ist leicht einzusehen, wenn man bedenkt, daß der Kurzschlußstrom linear mit der Bestrahlungsstärke ansteigt, die Leerlaufspannung jedoch über weite Bereiche der Bestrahlungsstärke - bis nahe an den Nullpunkt - ungefähr konstant ist (Abb. 3.23).

Widerstandslast

In den vorigen Abschnitten wurden nur Kennlinien von Solarzellen betrachtet. In der Praxis werden Solarzellen und Solarmodule jedoch genutzt um eine Last mit elektrischer Energie zu versorgen.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.26: Solargenerator mit Widerstand

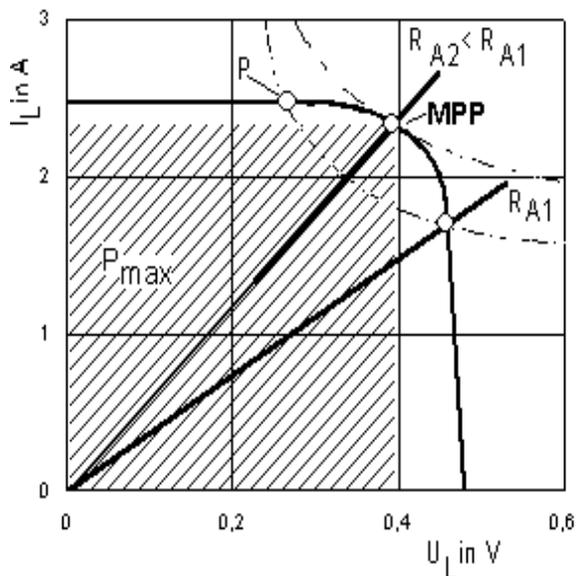
Die einfachste Art der Last stellt ein elektrischer Widerstand R dar (Abb. 3.26). Die Kennlinie eines Widerstandes wird durch eine Gerade beschrieben, dessen Verlauf sich aus dem Zusammenhang zwischen Strom und Spannung

$$I = \frac{U}{R}$$

ergibt. Wird der Strom I durch den Widerstand mit dem Strom der Solarzelle gleichgesetzt, kann durch Auflösen nach der Spannung U die gemeinsame Spannung und somit der Arbeitspunkt bestimmt werden (Abb. 3.27 und 3.28)

Bei Veränderung des Lastwiderstandes von $R_A = \infty$ (Leerlauf) bis $R_A = 0$ (Kurzschluß) gibt es einen Punkt maximaler Leistung, der im gekrümmten Teil der Kennlinie liegt (Abb. 3.27). Er wird MPP genannt - **Maximum Power Point**. Man erhält ihn, wenn die eingezeichnete Lasthyperbel (Kurve konstanter Leistung) die I-U-Kennlinie gerade noch tangiert.

Ist die angeschlossene Last kleiner (d.h. der Widerstand R_A größer) als die Grenzlast, schneidet die Lasthyperbel die Solarzellenkennlinie in zwei Punkten. In der Praxis (unter Verwendung eines MPP-Trackers, s.u.) stellt sich stets der Arbeitspunkt mit der höheren Spannung ein, da der andere instabil ist (Abb. 3.27, Punkt P). Wird die Last größer als die Grenzlast der jeweiligen Kennlinie, so bricht die Solarzellenspannung zusammen. Das kann bei konstant bleibender Last auch infolge geringer werdender Einstrahlung oder bei Temperaturerhöhung der Solarzellen erfolgen.



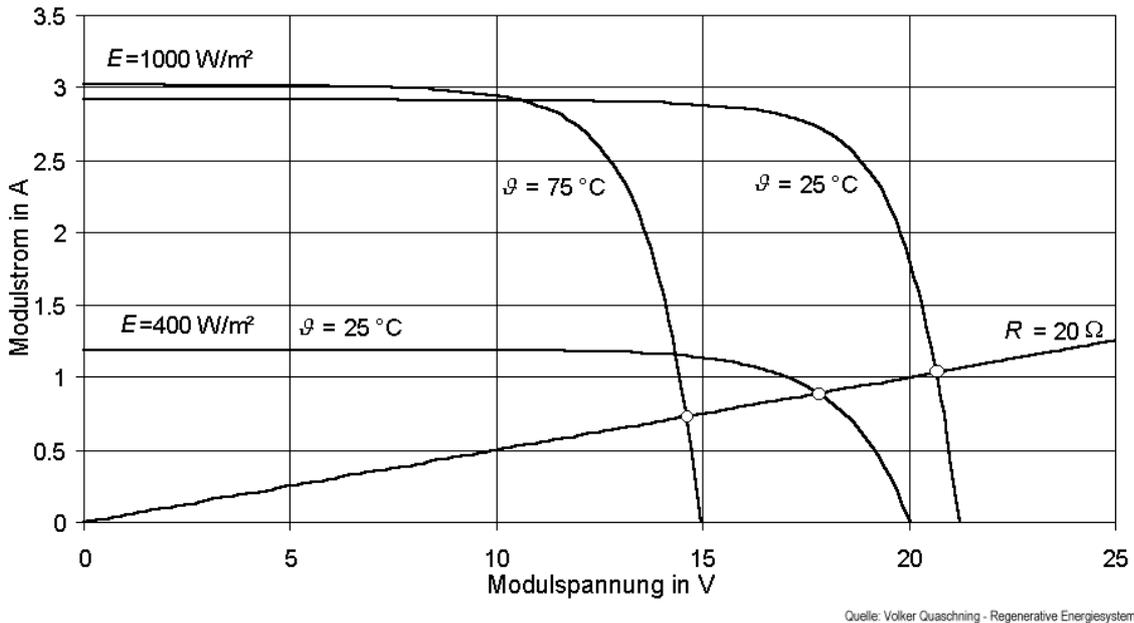
$$R = \frac{U_L}{I_L} = R_{A1}$$

$$P_L = U_L \cdot I_L = R_{A1} \cdot I_L^2$$

$$P_{L1} = \frac{U_L^2}{R_{A1}}$$

Abb. 0.27: Einfluß der Last auf die abgegebene Leistung am Beispiel einer Silizium-Solarzelle mit $10 \times 10 \text{ cm}^2$ Fläche. Bestrahlungsstärke: 1000 W/m^2 , Zelltemperatur: $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Die Leistungsparameter sind Kurven konstanter Leistung

Um also der Zelle bzw. dem Modul (=Zusammenschaltung mehrerer Zellen) immer die maximale Leistung zu entnehmen, muß man den Lastwiderstand ständig so einstellen, daß die Widerstandsgerade die Solarzellenkennlinie immer im MPP schneidet. Hierzu wird ein sog. MPP-Tracker (track, engl. verfolgen) verwendet. Dies ist ein verlustarmer Impedanzwandler, der seinen Eingangswiderstand automatisch (kontinuierlich oder schrittweise) ändert, bis der Punkt maximaler Leistung erreicht ist. Man benötigt dazu eine Regelung, die feststellt, in welcher Richtung der Widerstand jeweils verstellt werden muß und wann der MPP-Betrieb erreicht ist. Hierbei müssen außerdem dynamische Probleme bewältigt werden, da Bestrahlungsstärke und Temperatur u.U. sehr stark schwankt.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

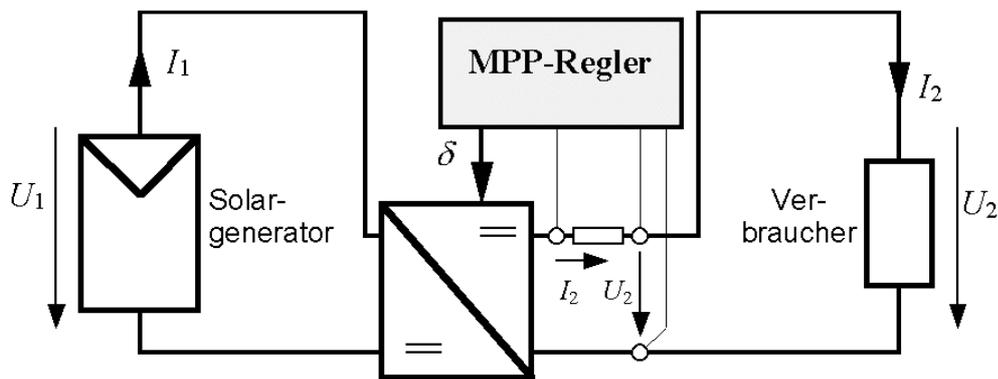
Abb. 3.28: Solarmodule bei verschiedenen Betriebszuständen mit Widerstandslast

Zur grafischen Bestimmung des Arbeitspunktes werden die Widerstandsgerade und die I-U-Kennlinie der Solarzelle in ein gemeinsames Diagramm eingezeichnet. In dem Schnittpunkt beider Kennlinien liegt der Arbeitspunkt.

In der Abbildung 3.28 ist zu erkennen, daß der Arbeitspunkt je nach Betriebszustand des Solarmoduls stark variiert. In diesem Beispiel wird das Modul bei einer Bestrahlungsstärke von 400 W/m² und einer Temperatur von 25 °C nahe des MPP betrieben. Die maximale Leistung wird hier an den Widerständen abgegeben. Bei anderen Einstrahlungen und Temperaturen wird das Modul jedoch in wesentlich schlechteren Arbeitspunkten betrieben. Die abgegebene Leistung liegt hier deutlich unter der möglichen Leistung. Spannung und Leistung am Widerstandsverbraucher variieren stark.

Gleichspannungswandler

Die Leistungsausbeute vom Solargenerator läßt sich deutlich verbessern, wenn zwischen Verbraucher und Solargenerator ein Gleichspannungswandler, wie in der Abbildung 3.46 dargestellt, geschaltet wird.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.29: Aufbau eines MPP-Trackers**Wirkungsgrad**

Die wichtigste Größe einer Solarzelle ist ihr Wirkungsgrad η , der als Verhältnis der maximal abgegebenen Leistung P_{\max} zur einfallenden Lichtleistung P_L mit der Bestrahlungsstärke E und der Solarzellenfläche A definiert ist:

$$\eta_{\max} = \frac{P_{\max}}{\Phi} \cdot 100\% = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{E \cdot A} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Die maximale Leistung wird durch Leistungsanpassung erreicht, d.h. der Lastwiderstand muß für die jeweilige Bestrahlungsstärke gerade so groß sein, daß das Produkt aus Strom und Spannung - die Leistung - maximal wird (siehe voriges Kapitel). Um die Lichtleistung P_L - also die zugeführte Leistung - zu ermitteln, mißt man mit einem sog. Pyranometer die Globalstrahlung, und multipliziert diesen Wert mit der Fläche der verwendeten Solarzellen.

Beispiel: $E = 1000 \text{ W/m}^2$; $A = 10 \times 10 \text{ cm}^2$; $U_{MPP} = 0,5 \text{ V}$; $I_{MPP} = 2,5 \text{ A}$;

$$\eta = \frac{0,5\text{V} \cdot 2,5\text{A}}{1000\text{W/m}^2 \cdot (0,1 \cdot 0,1)\text{m}^2} \cdot 100\% = \underline{\underline{12,5\%}}$$

Für den Wirkungsgrad ist ein weiterer Parameter wichtig, der die Form der Strom-Spannungs-Charakteristik beschreibt: der Ausbauchungskoeffizient, der auch Füllfaktor FF genannt wird:

$$FF = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (3.3)$$

Gleichung (3.3) in (3.2) ergibt:

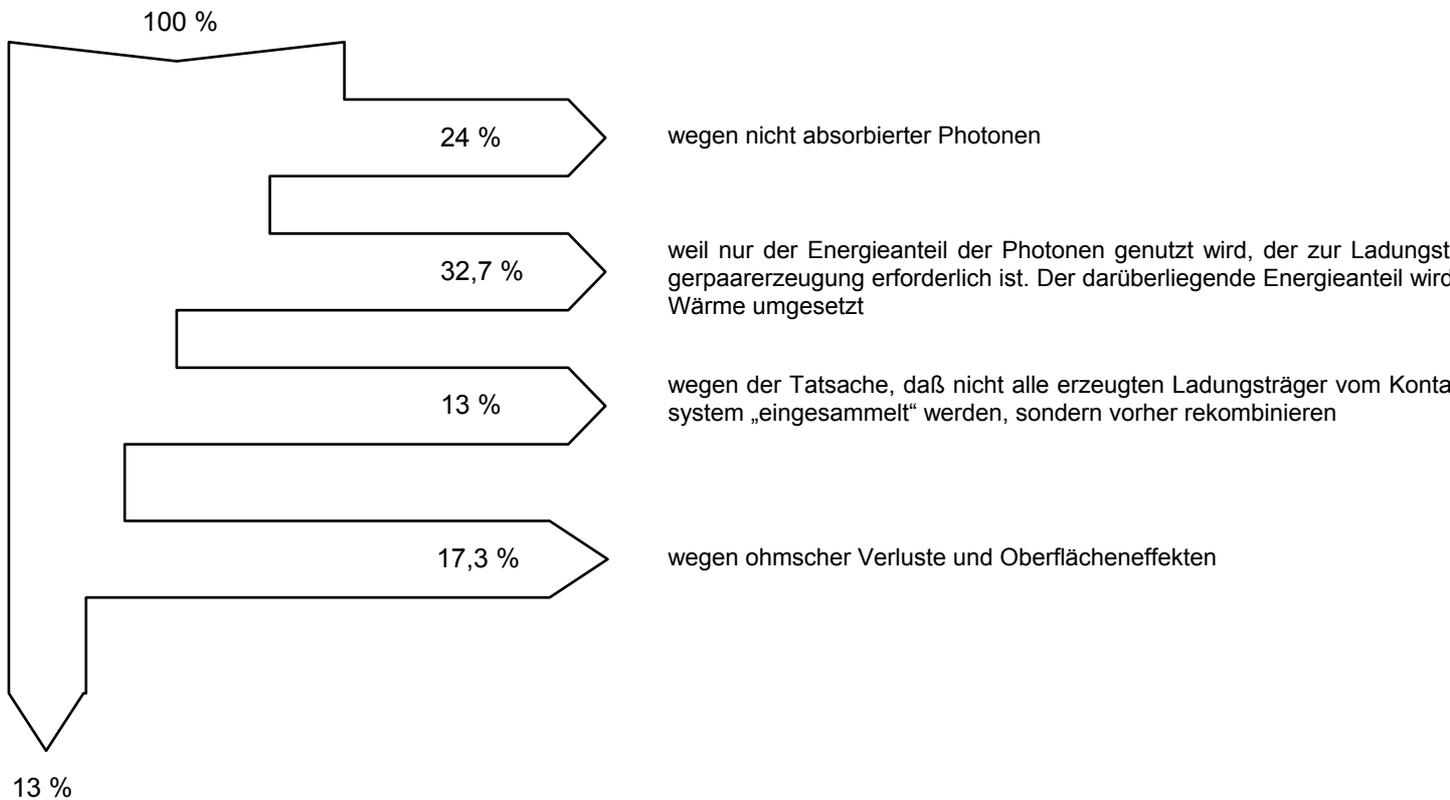
$$\eta = \frac{FF \cdot U_{OC} \cdot I_{SC}}{P_L} \cdot 100\% \quad (3.4)$$

Aus Gleichung (3.4) läßt sich ablesen, daß der Wirkungsgrad einer Solarzelle steigt, wenn sich ihre Strom-Spannungs-Kennlinie der Rechteckform annähert. Für diesen Fall geht der Füllfaktor gegen 1. Übliche Werte für den Füllfaktor liegen zwischen 0,75 und 0,85.

Der Wirkungsgrad für Siliziumsolarzellen liegt heute zwischen 10 % und 18 %. Er wird bestimmt durch:

- die Art des verwendeten Silizium-Basismaterials
- die Art und Technologie der Dotierung
- die Ausführung des metallischen Kontaktsystems
- die Art der aufgetragenen Antireflexschicht

Der Wirkungsgrad kann nicht beliebig gesteigert werden, da es beim photovoltaischen Effekt eine Reihe von Energieverlusten gibt, die technologisch nicht überwindbar sind. Betrachtet man eine 0,3 mm dünne Solarzelle mit 13 % Wirkungsgrad, so reduziert sich die 100 % eingestrahelte Energie wie folgt:



Für eine optimale Umsetzung der Sonnenenergie in Strom ist ein Kompromiß zwischen möglichst hohem Wirkungsgrad einerseits und niedrigen Herstellungskosten andererseits zu schließen. Im folgenden werden zunächst die Randbedingungen für die Optimierung des Wirkungsgrades diskutiert.

Die entscheidende Einflußgröße auf die beiden Kenngrößen Kurzschlußstrom J_{SC} und Leerlaufspannung U_{OC} ist die Energielücke E_g des verwendeten Halbleiters. Der Füllfaktor FF wird zusätzlich von Serien- und Reihenwiderständen in der realen Solarzelle beeinflusst.

In Verbindung mit dem Sonnenspektrum (Abb. 3.30) ergeben sich qualitativ die wichtigen Folgerungen:

Je kleiner die Energielücke ist, desto mehr kann die Solarzelle vom Sonnenspektrum absorbieren: Der Kurzschlußstrom wird größer.

Die nicht genutzte Überschussenergie führt dazu, daß nicht das gesamte Integral der Leistungskurve, sondern nur die schraffierten Flächen der Spektralverteilungskurve (Abb. 3.30) ausgenutzt werden kann.

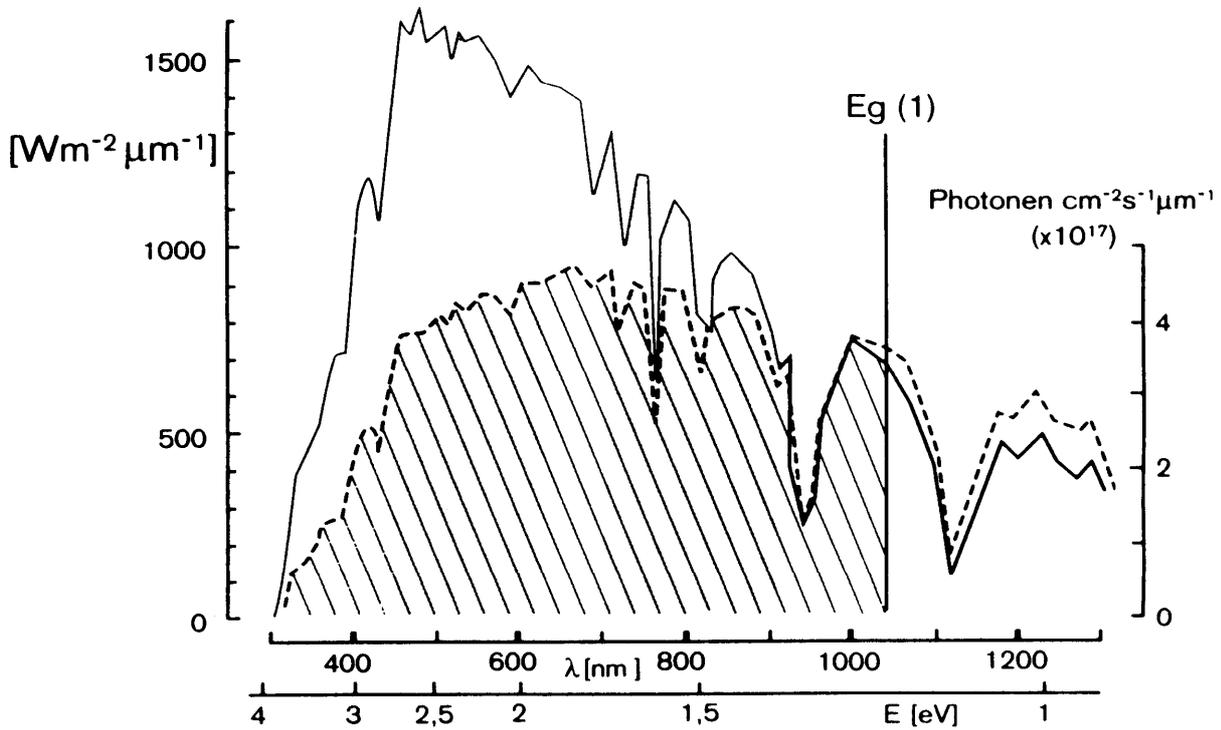


Abb. 0.30: Energieausnutzung des Sonnenspektrums durch eine Silizium-Solarzelle

Gegenteilig verhält es sich mit der zweiten Kenngröße, der Leerlaufspannung, die proportional zur Energielücke ist (Faustregel: U_{0C} entspricht etwa $2/3$ von E_g). Die quantitative Abhängigkeit beider Kenngrößen ist in Abbildung 3.31 zusammen mit dem für den Wirkungsgrad wichtigen Produkt aus beiden Größen dargestellt. Deutlich erkennbar ist ein relativ breites Maximum bei $1,5\text{eV}$ mit Wirkungsgraden zwischen 20 und 25% . Die Energielücken einiger bekannter Halbleiter sind ebenfalls eingezeichnet.

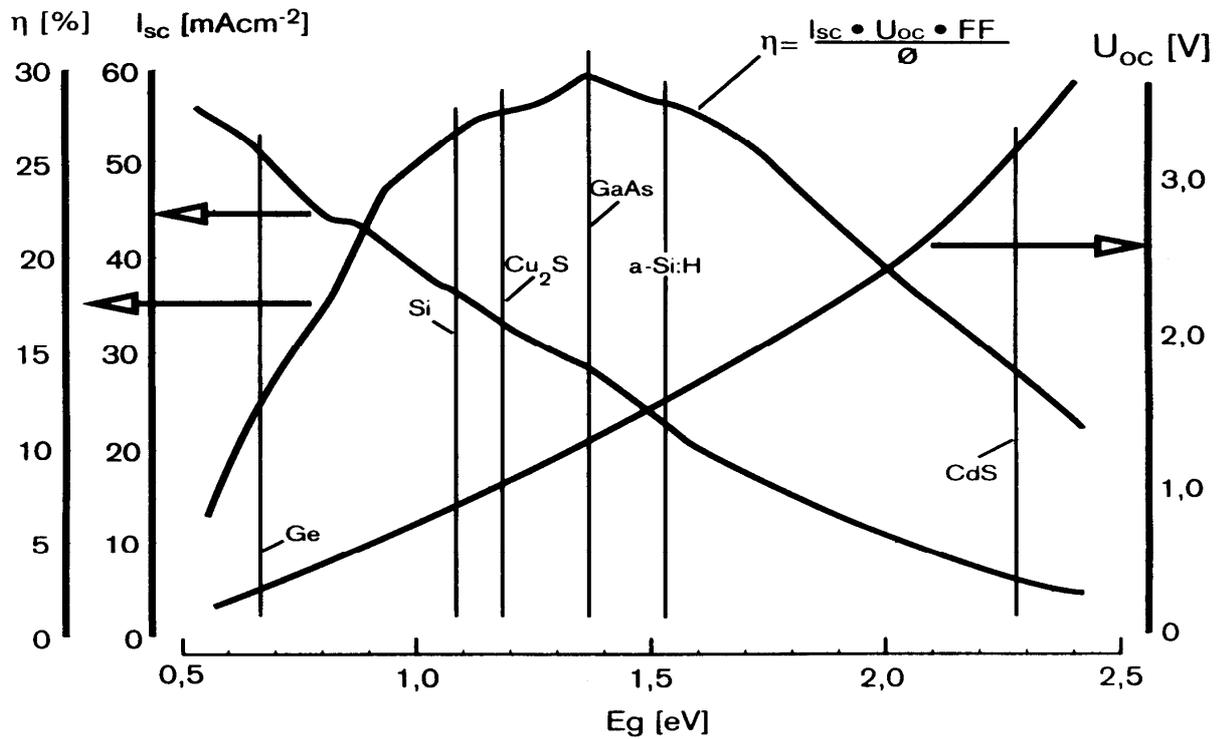


Abb. 0.31: I_{sc} , U_{sc} und Wirkungsgrad η als Funktion des Bandabstandes E_g

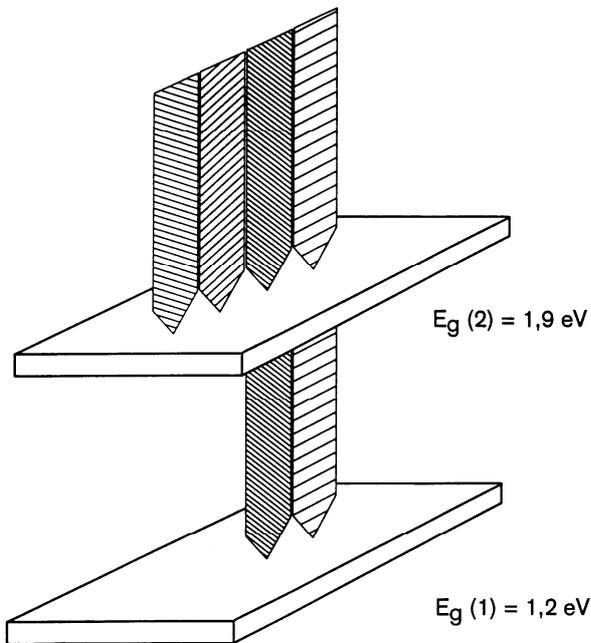


Abb. 0.32: Prinzip der Tandem-Solarzelle

Um die fundamentale Einschränkung des Wirkungsgrades für Systeme mit nur einem Halbleitermaterial zu umgehen, kann man eine Kaskade verschiedener Halbleitermaterialien benutzen. Dabei macht man sich die Transparenz von Halbleitern mit großer Energielücke und die bessere Ausnutzung der dann absorbierten Teile des Sonnenspektrums zu-nutze. Das Prinzip einer sogenannten Tandem-Solarzelle ist im (Abb. 3.32) dargestellt. Dem Licht zugewandt ist ein Halbleiter mit großer Energielücke, der den kurzwelligeren Teil des Sonnenspektrums absorbiert. Der durchgekommene langwellige Teil wird von einem zweiten Halbleitermaterial umgewandelt. Bei einer Kaskade von unendlich vielen seriell verbundenen und infinitesimal im Bandabstand unterschiedlichen Halbleitern ergibt sich theoretisch ein Grenzwirkungsgrad von ca. 65 %. Aus Gründen der Herstellung werden Systeme mit zwei, maximal drei Halbleitersystemen realisiert, da der Zugewinn an Wirkungsgrad pro Halbleitersystem prozentual immer weniger wird, die Kosten aber

den der Herstellung werden Systeme mit zwei, maximal drei Halbleitersystemen realisiert, da der Zugewinn an Wirkungsgrad pro Halbleitersystem prozentual immer weniger wird, die Kosten aber

steigen. Bereits erreichte Wirkungsgrade betragen ca. 15% für die Kombination von amorphem Silizium und Kupfer-Indium-Diselenid/Cadmiumsulfid, sowie beachtliche 35% für die Kombination von verschiedenen Halbleitern und zusätzlicher Konzentration des Sonnenlichtes überwiegend für die Verwendung im Weltraum.

3.3 Von der Solarzelle zum PV-Modul

Bei maximaler Sonneneinstrahlung liefert eine 10 x 10 cm große Siliziumsolarzelle einen Strom von etwa bis 3A bei einer Spannung von etwa 0,5V. Die elektrische Leistung einer Zelle liegt somit in der Größenordnung von 1 bis 1,5W - dies ist für eine Anwendung außerhalb des Bereichs der Kleinstverbraucher (Taschenrechner, Armbanduhr...) zu wenig. Durch Zusammenschalten vieler Einheiten kann man Spannung, Strom und Leistung den jeweiligen Bedürfnissen anpassen.

Für den praktischen Einsatz werden deshalb Solarzellen zu einer Einheit zusammengeschaltet, die „Modul“ genannt wird. Ein Modul enthält in der Regel bis zu 100 Solarzellen die meistens in Serie geschaltet sind, um die normalerweise höher liegenden Verbraucherspannungen zu erreichen.

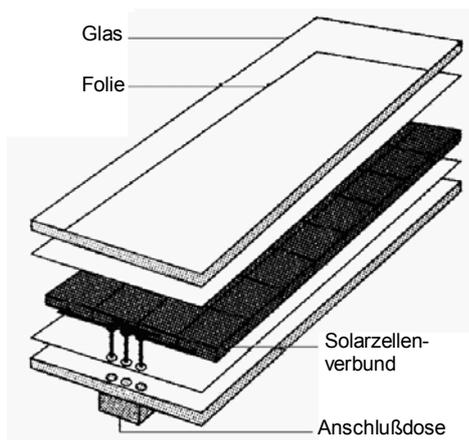


Abb. 0.33: Aufbau eines Solarmoduls

Die Solarmodule werden in „Sandwich-Bauweise“ hergestellt, d.h. sie werden nach dem Verbundglasprinzip bruchfest zwischen Spezialfolien eingebettet und unter Vakuum verschweißt. Dann werden sie durch chemisch gehärtetes Glas beidseitig verschlossen. Alternativ kann man auch eine Glasplatte oben und eine Kunststoffplatte rückseitig verwenden. Nachdem die geschliffenen Kanten gegen Feuchtigkeit abgedichtet sind, werden die Module in korrosionsbeständige Rahmen eingefasst. Damit sind sie gegen Umwelteinflüsse

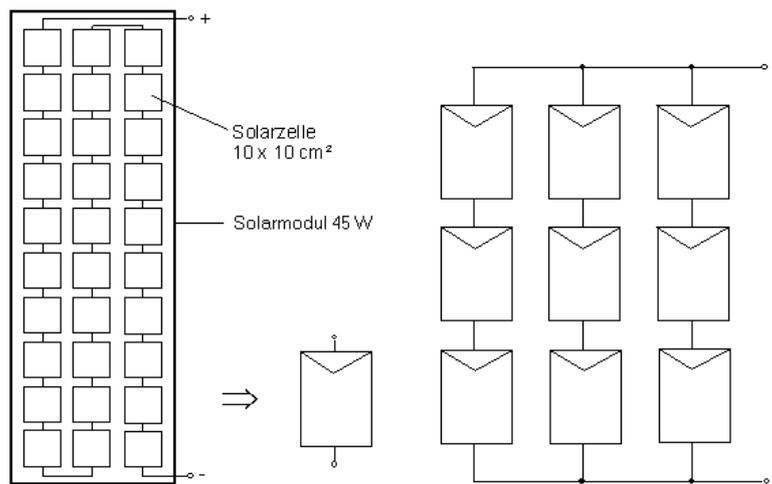
wie Feuchtigkeit, Ozon, Seewasser und extreme Temperaturen von -50 °C bis $+90\text{ °C}$ bestens geschützt. Die Lebensdauer wird von Herstellern mit über 20 Jahren angegeben und auch garantiert.

Durch entsprechende Schaltung der Module lassen sich Ausgangsspannungen und -ströme in beliebiger Höhe erzeugen. Es sind zwei Arten der Verschaltung zu unterscheiden:

- Bei der Serien- oder Reihenschaltung erhöht sich die Spannung bei gleichem Strom. Die Stromstärke richtet sich nach der schwächsten Zelle. Daher sollten nur Zellen gleicher Güte miteinander verschaltet werden.
- Bei der Parallelschaltung erhöht sich der Strom: Der Gesamtstrom ist die Summe aller Einzelströme der parallelen Zweige.

Man kann durch eine Kombination von Serien- und Parallelschaltung unterschiedliche Ströme und Spannungen erreichen.

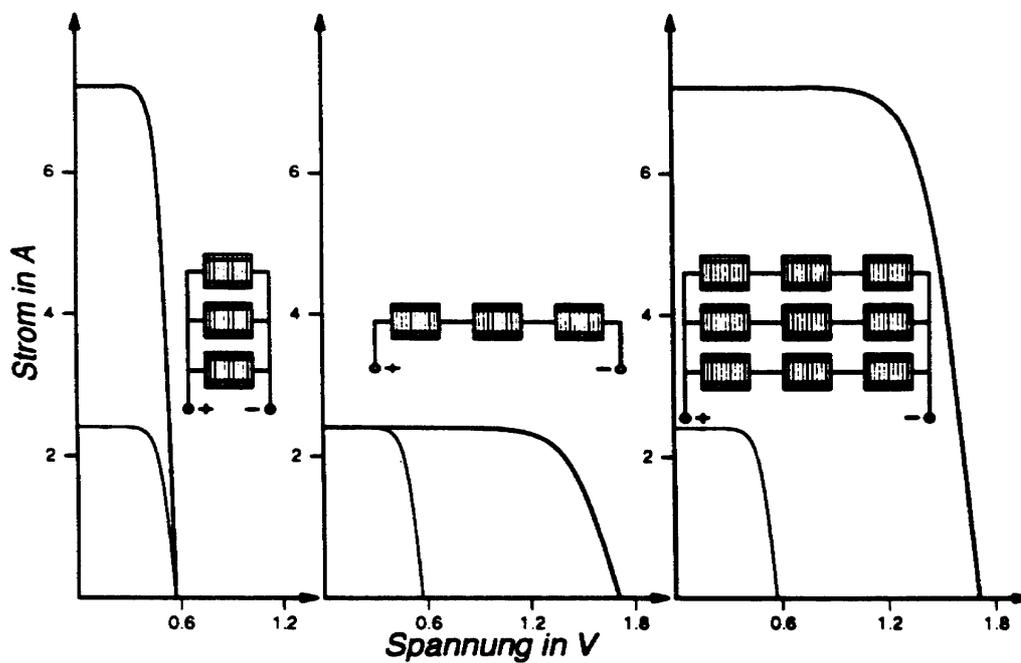
Eine Einheit, die aus mindestens einem Solarmodul besteht, nennt man einen *Solargenerator*. Nachstehende Abbildung gibt ein Beispiel einer Serien- und Parallelschaltung von 15V-Modulen zur Verdreifachung von Ausgangsspannung und Strom des Solargenerators:



**Abb. 0.34: Zusammenschaltung von Solarzellen zu Modulen, und von Modulen zu Solar-
generatoren**

Links: Solarmodul mit 15V / 45W aus 30 in Serie geschalteten Einzelzellen

Rechts: 9 Module mit je 15V in Reihen- und Parallelschaltung zum Erreichen von 45V / 405W



**Abb. 0.35: Einfluß der Serien- und Parallelschaltung von Solarzellen auf den Verlauf der
Kennlinien**

3.3.1 Strahlungsgewinn durch Neigung oder Nachführung

Wird eine Fläche der Sonne nachgeführt, also so ausgerichtet, daß der Einfallswinkel gegen null geht, läßt sich der Energieertrag steigern. Dies erfolgt fast ausschließlich durch den deutlich höheren Anteil der direkten Strahlung auf einer optimal zur Sonne ausgerichteten Fläche. Bei Tagen mit hoher Einstrahlung und großem Direktanteil lassen sich durch eine Nachführung an schönen Tagen etwa 50 % und im Winter bis über 300 % Strahlungsgewinne erzielen (Abb. 3.36).

Bei technischen Anlagen wird unterschieden zwischen einachsiger und zweiachsiger Nachführung. Nur bei der zweiachsigen Nachführung, die auch in der Abbildung 3.36 dargestellt ist, läßt sich eine Anlage stets optimal zur Sonne ausrichten. Da eine zweiachsige Nachführung technisch sehr aufwendig ist, wird oftmals eine einachsige Nachführung bevorzugt. Hierbei kann die Anlage entweder dem Tagesgang oder dem Jahrgang der Sonne nachgeführt werden. Eine Nachführung nach dem Jahrgang ist verhältnismäßig einfach zu realisieren. Hierzu wird in größeren Zeitabständen (Wochen oder Monaten) der Neigungswinkel der Anlage geändert, was auch manuell erfolgen kann.

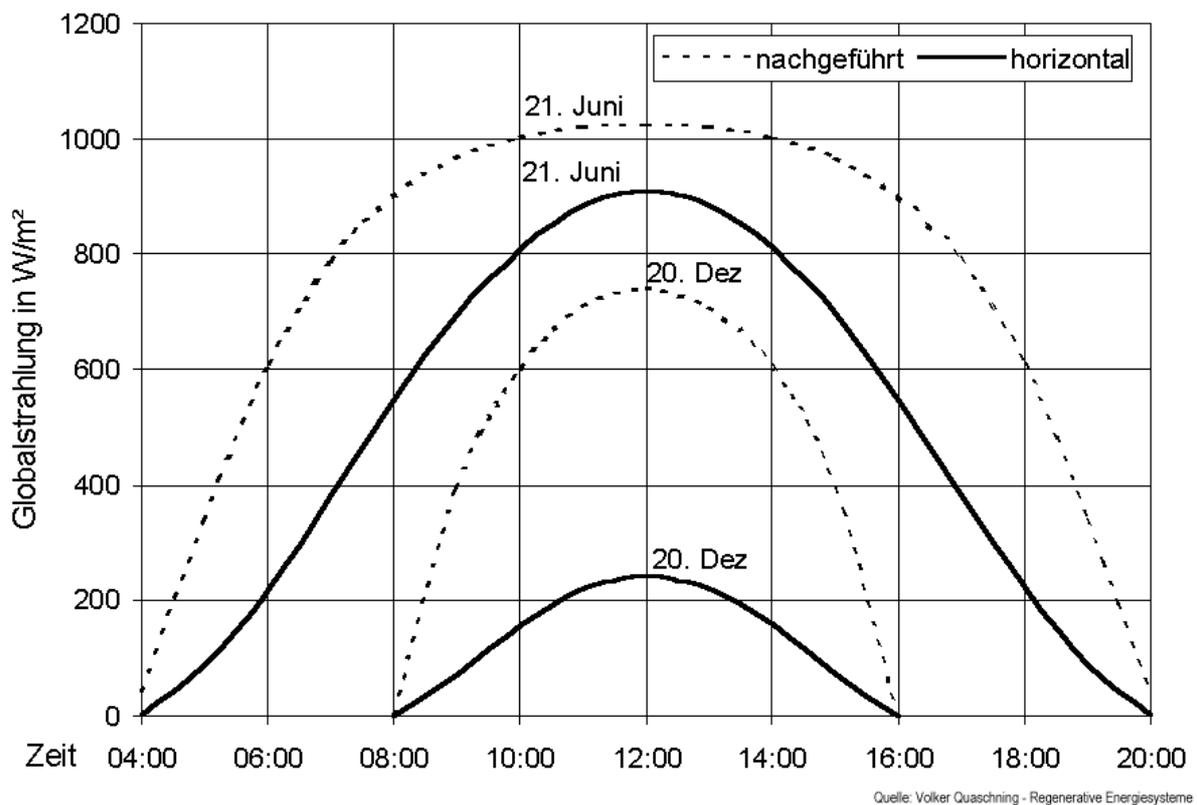


Abb. 3.36: Unterschiede der Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen und der nachgeführten Fläche für wolkenlose Tage und 50° geografische Breite

Bei Photovoltaikanlagen läßt sich in mitteleuropäischen Breitengraden durch eine zweiachsige Nachführung ein Energiegewinn von über 30 % erzielen. Bei einer einachsigen Nachführung liegt der Energiegewinn in der Größenordnung von 20 %. In Gebieten mit höherer Bestrahlungsstärke fällt der Energiegewinn noch etwas größer aus. Für die solche Ausrichtungen ist jedoch ein großer Aufwand notwendig, der auch mit höheren Kosten verbunden ist. Dazu werden bewegliche Aufständungen benötigt, die auch größeren Belastungen wie Stürmen standhalten. Der Antrieb

kann entweder über einen Elektromotor oder thermohydraulisch erfolgen. Wird eine Elektromotor verwendet ist elektrische Antriebsenergie erforderlich, die den Energiegewinn der nachgeführten Anlage schmälert. Durch einen Ausfall der Nachführungseinrichtung kann die Anlage auf einer ungünstigen Position stehen bleiben, so daß der Energieertrag bis zur Behebung des Fehlers stark gemindert wird.

Der höhere Energiegewinn kann bei Photovoltaikanlagen die Kostennachteile in der Regel nicht kompensieren, so daß auf eine Nachführung meist verzichtet wird.

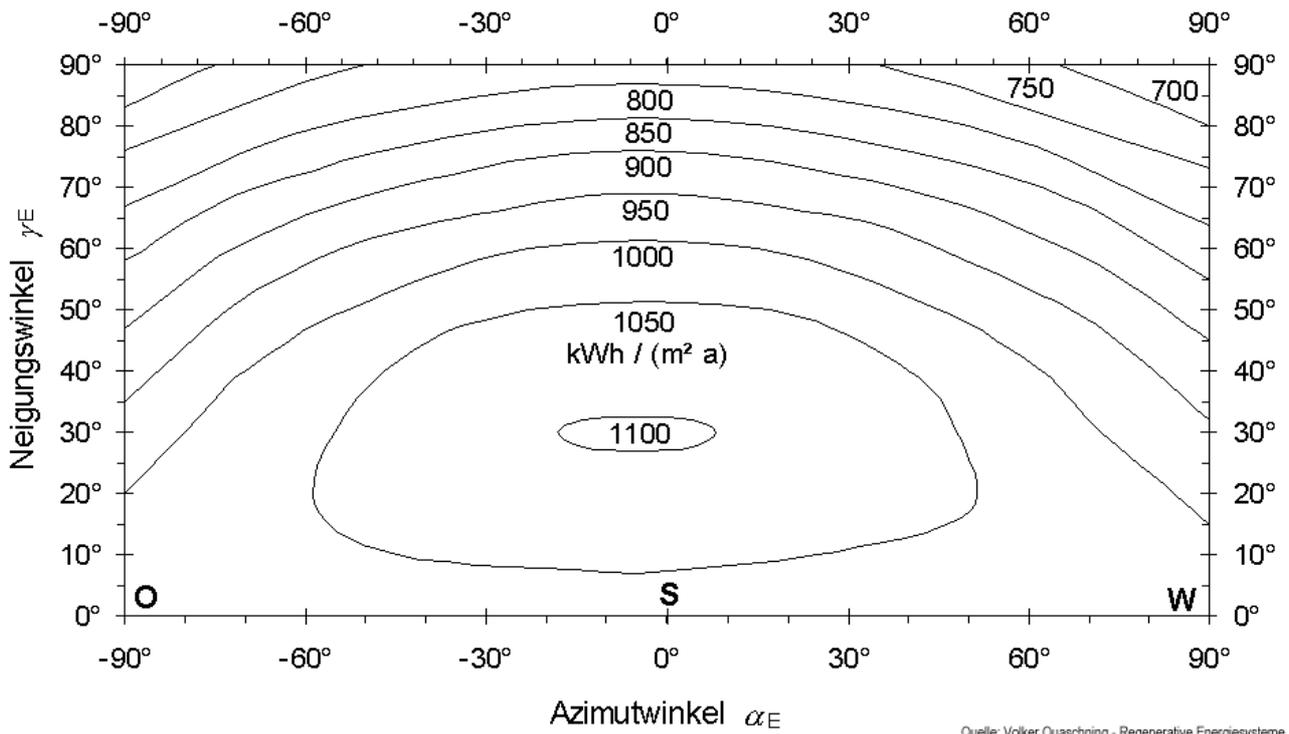
Völlig anders ist dieses bei konzentrierenden Systemen wie Parabolrinnenanlagen und Solarturmkraftwerken (vgl. Pkt. 3.8). Bei diesen Anlagen ist eine Nachführung nach der Sonne unabdingbar. Bei abbildenden Konzentratoren kann jedoch nur der direkte Strahlungsanteil genutzt werden. Die Nachführung erfolgt hier, um das Sonnenlicht optimal zu konzentrieren.

Bei Anlagen, die nicht der Sonne nachgeführt werden, läßt sich durch eine Neigung der Energieertrag geringfügig steigern. Photovoltaikanlagen, die das ganze Jahr genutzt werden, haben einen optimalen Anstellwinkel in mitteleuropäischen Breitengraden bei etwa 30° in Richtung Süden. Wird die Anlage nur im Sommer betrieben, versprechen flachere Anstellwinkel von 10° bis 20° einen höheren Energieertrag. Im Winter hingegen sollte der Anstellwinkel deutlich steiler sein. Optimal sind dann etwa 60° (Tab. 3.10). Für den Betrieb von solarthermischen Anlagen sind meist steilere Winkel empfehlenswert.

	Jan.	Feb.	März	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr
Horizontal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10° Süd	1,20	1,17	1,11	1,06	1,03	1,02	1,03	1,06	1,10	1,13	1,18	1,20	1,06
30° Süd	1,51	1,40	1,27	1,11	1,04	1,00	1,02	1,10	1,22	1,33	1,46	1,53	1,12
52° Süd	1,70	1,53	1,30	1,06	0,94	0,88	0,91	1,03	1,22	1,40	1,62	1,73	1,08
60° Süd	1,72	1,53	1,28	1,01	1,01	0,82	0,86	0,99	1,19	1,39	1,63	1,76	1,04
90° Süd	1,61	1,35	1,05	0,74	0,60	0,54	0,57	0,70	0,93	1,19	1,49	1,64	0,78
90° SO/SW	1,28	1,11	0,93	0,72	0,63	0,58	0,60	0,70	0,85	1,00	1,20	1,31	0,74
90° O/W	0,72	0,71	0,68	0,62	0,60	0,59	0,58	0,61	0,66	0,67	0,70	0,73	0,62
90° NO/NW	0,44	0,43	0,43	0,45	0,47	0,48	0,47	0,44	0,43	0,42	0,43	0,47	0,46
90° N	0,41	0,38	0,34	0,36	0,38	0,39	0,38	0,34	0,33	0,37	0,41	0,44	0,37

Tab. 3.10: Verhältnis der Globalstrahlung auf einer geneigten Fläche zur Horizontalen in Berlin

Oftmals werden Solaranlagen auf Schrägdächern montiert, die nicht immer optimal nach Süden ausgerichtet sind. Hierdurch kann der Energieertrag niedriger ausfallen. Über einen großen Winkelbereich sind die Energieverluste jedoch relativ gering (Abb. 3.37).



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

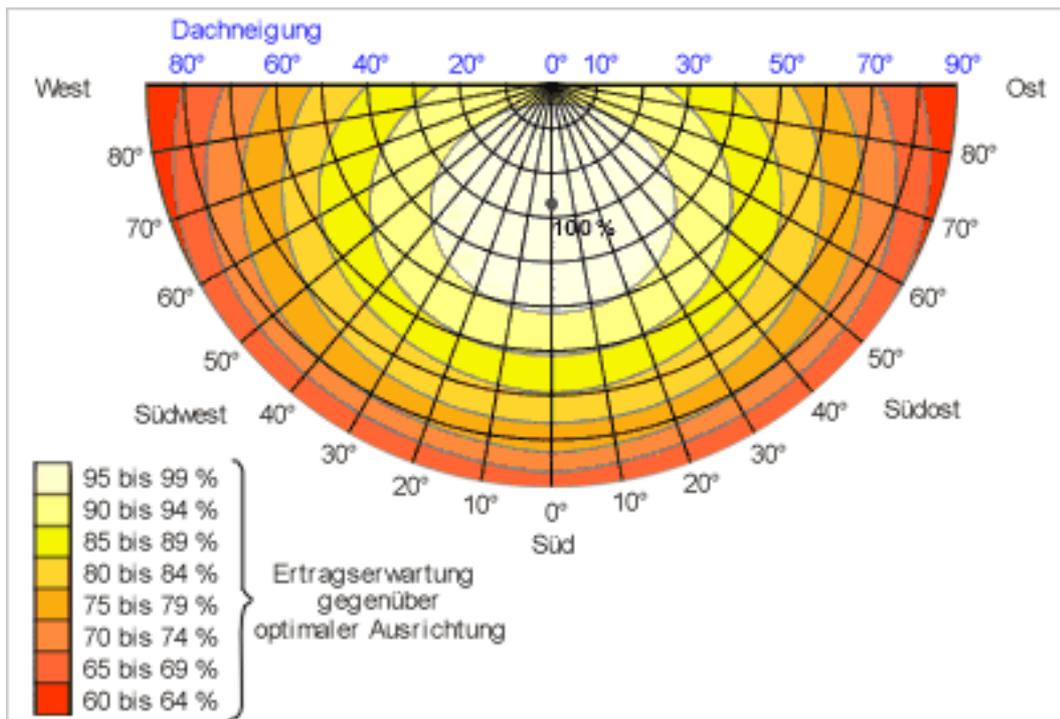


Abb. 3.37: Einstrahlung auf verschieden orientierte und geneigte Flächen in Berlin

3.4 Netzunabhängige PV-Anlage (Insel-Anlage)

Insel-Photovoltaikanlagen bestehen im wesentlichen aus dem Solargenerator (PV-Generator) und dem Energiespeicher (in der Regel Akkumulatoren). Weitere Anlagenkomponenten sind der Generatoranschlußkasten und der Laderegler zur Akkumulatorüberwachung, sowie ein Wechselrichter, wenn handelsübliche Haushaltsgeräte betrieben werden sollen. Insel-Anlagen finden ihre Anwendung an netzfernen Standorten. Hier kann der PV-Einsatz preisgünstiger sein u. U., als der oftmals sehr kostspielige Netzanschluß über eine lange Leitungsverbindung.

Der Akkumulator dient im Insel-System zum Ausgleich der täglichen, wöchentlichen und monatlichen Angebotsschwankungen. Um die Versorgungssicherheit auch in Zeiten niedriger Einstrahlung garantieren zu können, ist nicht nur die größere Dimensionierung des Energiespeichers möglich, sondern auch der Einsatz einer Hilfsenergiequelle. Unter einer Hilfsenergiequelle versteht man eine von der PV-Anlage unabhängige Energiequelle, die möglichst eine die Solarstrahlung ergänzende Charakteristik aufweist. Hierzu zählt z.B. eine Windkraftanlage, die ihren höchsten Ertrag im Winter erreicht bzw. ein Blockheizkraftwerk (BHKW), welches neben der elektrischen Energie auch thermische Energie über einen Wärmetauscher für Brauchwassererwärmung oder zur Heizungsunterstützung zur Verfügung stellt.

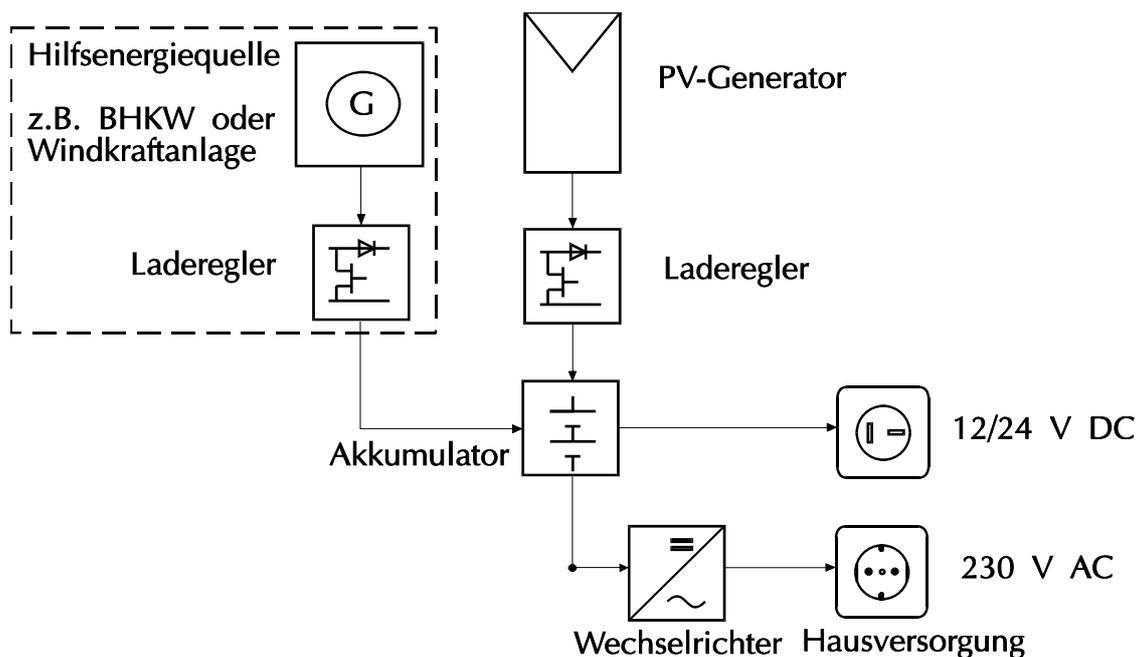


Abb. 0.38: Blockschaubild einer Insel-Anlage

Durch Zusammenschalten der vorher beschriebenen Komponenten erhält man eine netzunabhängige Photovoltaik-Anlage mit Energiespeicher.

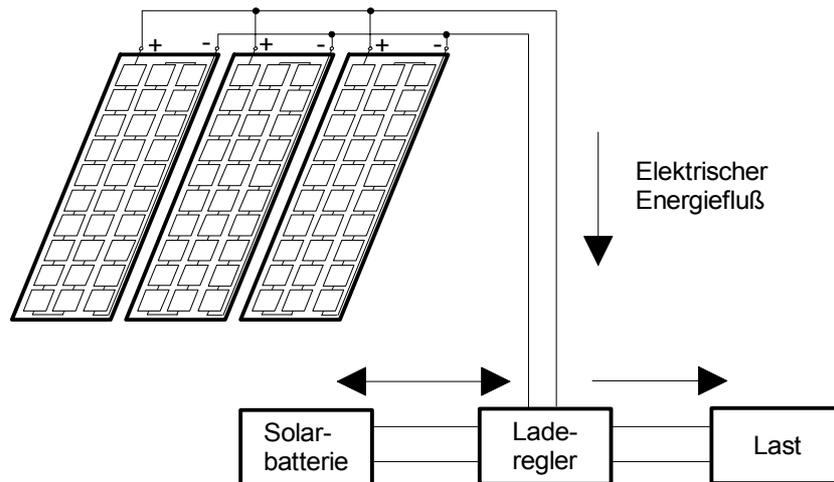


Abb. 0.39: Netzunabhängiges Solargeneratorsystem und elektrischer Energiefluß

3.5 Netzgekoppelte PV-Anlagen

Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen bestehen im wesentlichen aus dem Solargenerator (PV-Generator) und dem Wechselrichter. Weitere Anlagenkomponenten sind der Generatoranschlusskasten sowie die Zähleinrichtungen.

Durch den netzparallelen Betrieb ist es möglich, die im Haushalt nicht benötigte elektrische Energie in das öffentliche Netz einzuspeisen. Die PV-Anlage arbeitet somit zu keiner Zeit im Leerlauf und für den Nutzer entstehen keine Komforteinbußen.

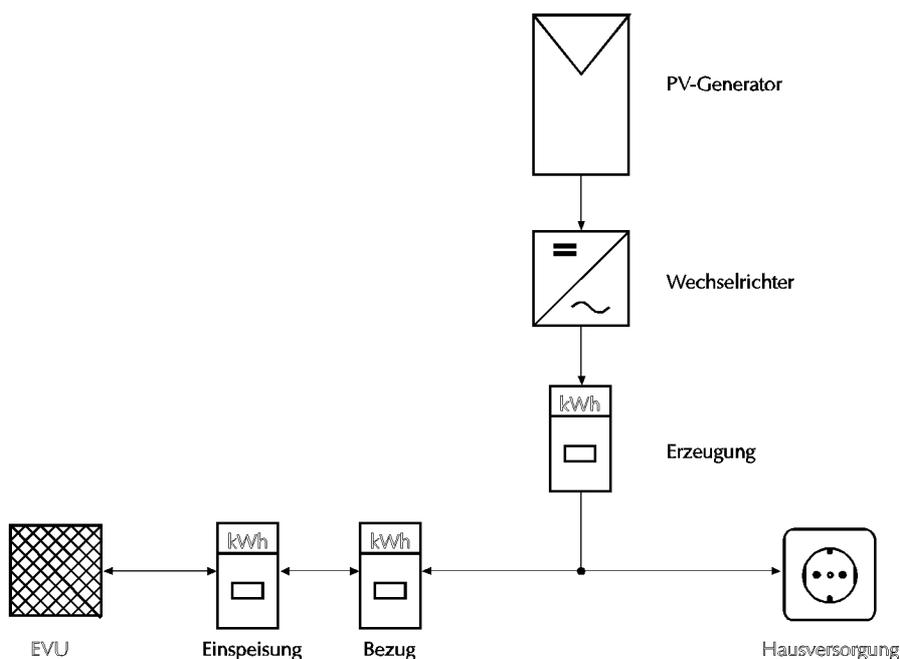


Abb. 0.40: Blockschaftbild einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage

3.5.1 Die PV-Anlage der FHD als Beispiel

	SOLARFELD1	SOLARFELD2	SOLARFELD3
Hersteller/Typ	SIEMENS/M55	NUKEM/PS94MC102	AEG/MQ360
Zellenmaterial	Si-monokristallin	Si-monokristallin	Si-monokristallin
Nennleistung	53 [W]	102 [W]	53 [W]
Kurzschlußstrom	3,4 [A]	3,1 [A]	3,25 [A]
Leerlaufspannung	21,7 [V]	47,2 [V]	21,6 [V]
NOCT	42 [°C]	45 [°C]	43 [°C]
Temp.Koef. von I_k	1,4 [mA/K]	2 [mA/K]	1,63 [mA/K]
Temp.Koef. von U_0	-0,07 [V/K]	-0,2 [V/K]	-0,07 [V/K]
Temperaturbereich	-40 ... +95 [°C]	-40 ... +80 [°C]	-50 ... +90 [°C]
Zul. Flächenbel.	2400 [N/m ²]	2400 [N/m ²]	2400 [N/m ²]
Hagelfestigkeit	max Ø 25 [mm]	max Ø 25 [mm]	max Ø 25 [mm]
Abmessungen	1,29x0,33 [m] = 0,43 [m ²]	1,10x0,86 [m] = 0,94 [m ²]	0,98x0,46 [m] = 0,45 [m ²]
Gewicht	5,7 [kg]	17 [kg]	5,5 [kg]

Tab. 0.11: Daten der Solarmodule der Photovoltaikanlage der FHD

Reihen-/Parallelschaltung von Solarzellen

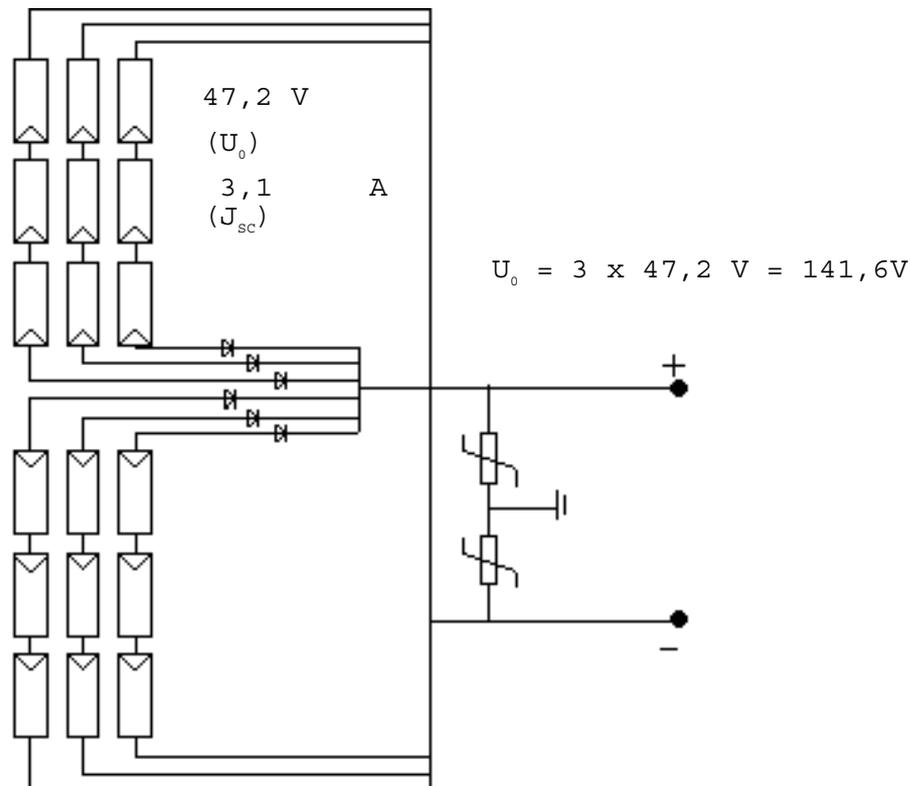


Abb. 0.41: Solarfeld der FH-PV-Anlage mit Nukem-Solarzellen

3.5.2 Wechselrichter

Wechselrichtertechnologie

In der öffentlichen Elektrizitätsversorgung wird nahezu ausschließlich Wechselstrom verwendet. Soll der Strom einer PV-Anlage ins öffentliche Netz eingespeist werden, muß ein Wechselrichter eingesetzt werden. Um gängige Haushaltsgeräte bei einem photovoltaischen Inselnetz betreiben zu können, ist ebenfalls ein Wechselrichter nötig. Die Technologie beider Wechselrichterarten ähneln sich. Von der Ausführung und den Anforderungen her gibt es dennoch einige entscheidende Unterschiede.

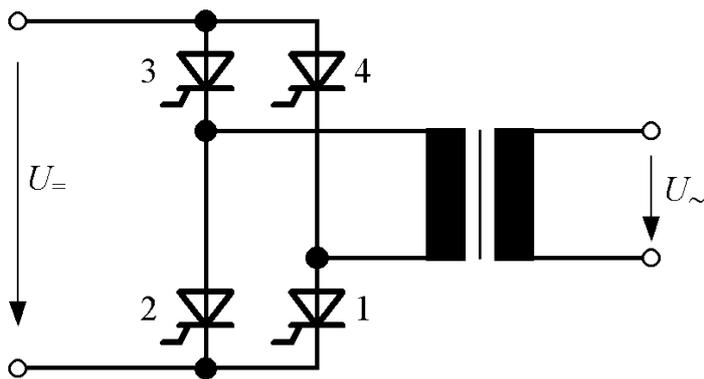
Um durch Verwendung von Leistungselektronik aus einem Gleichstrom einen Wechselstrom zu erzeugen, werden schaltbare Ventile benötigt. Als Ventile kommen folgende leistungselektronischen Halbleiterelemente in Frage, die je nach Ausführung Spannungen bis deutlich über 1000 V oder Ströme von über 1000 A schalten können:

- Power-MOSFETs (Leistungs-Feldeffekt-Transistoren)
- bipolare Leistungstransistoren
- IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistoren)
- Thyristoren
- Triacs (Zweirichtungsthyristoren)
- GTO-Thyristoren (Gate Turn-off, abschaltbare Thyristoren)

Neben der Technologie unterscheiden sich Inselwechselrichter und netzgekoppelte Wechselrichter auch noch in ihren Anforderungen. Während sie beim Inselnetz geringer sind, müssen netzgekoppelte Wechselrichter festgelegte Kriterien erfüllen. Hierzu gehört eine Mindestqualität für die Amplitude, die Frequenz und den Verlauf des Stromes. Außerdem sind Schutzauflagen zu erfüllen, wie das sofortige Abschalten des Wechselrichters bei Netzausfall. In den folgenden Kapiteln werden nun die wichtigsten Wechselrichterprinzipien dargestellt.

Rechteckwechselrichter

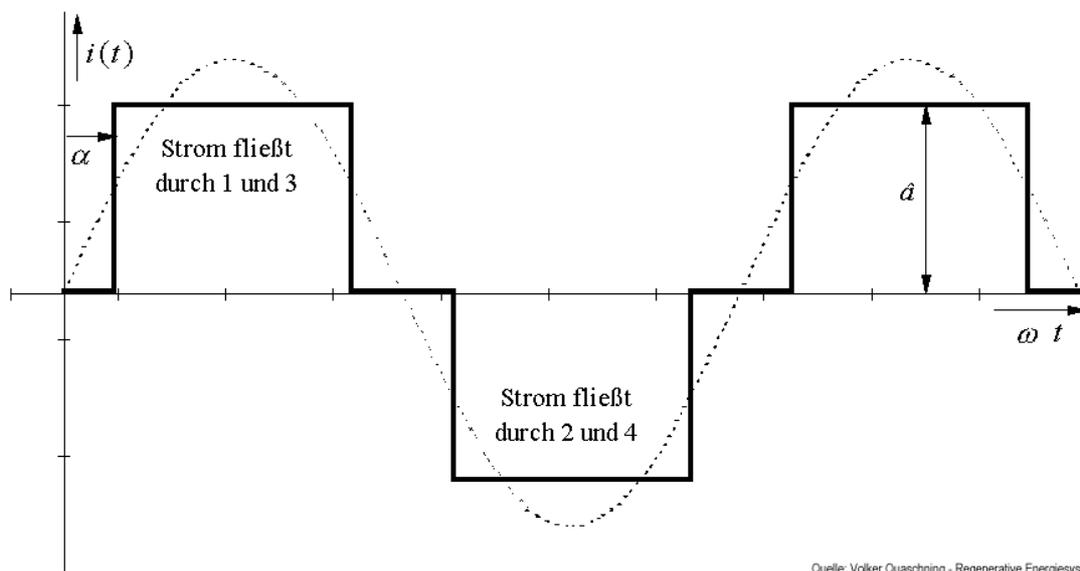
Eine vom Prinzip sehr einfache Art einer Wechselrichterschaltung ist die Zweipuls-Brückenschaltung (B2-Schaltung, Abbildung 3.42). Sie besteht aus 4 Thyristoren, die über einen Transformator mit dem Wechselstromnetz gekoppelt sind. Im Folgenden werden jeweils mit dem elektrischen Netz gekoppelte Wechselrichter betrachtet.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.42: Zweipuls-Brückenschaltung (B2)

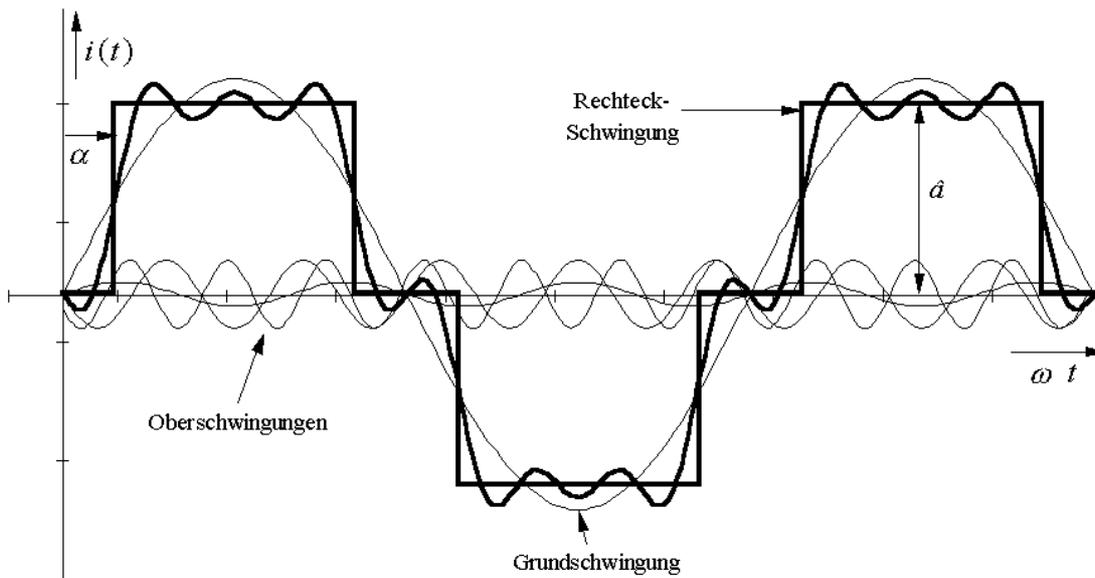
Werden in konstanten Abständen jeweils die Thyristoren 1 und 3 bzw. 2 und 4 geschaltet, entsteht am Transformator näherungsweise ein rechteckförmiger Wechselstrom. Zur Vereinfachung lassen sich auch die Thyristoren 1 und 2 durch Dioden ersetzen, die passive Bauelemente sind und nicht angesteuert werden. In diesem Fall wird von einer halbgesteuerten Brückenschaltung gesprochen. Der Zündvorgang der Thyristoren erfolgt verzögert um den Steuerwinkel α zum Nulldurchgang der Spannung. In der nachfolgenden Darstellung ist der Stromverlauf einer B2-Schaltung abgebildet.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.43: idealisierter Stromverlauf einer halbgesteuerten B2-Brückenschaltung

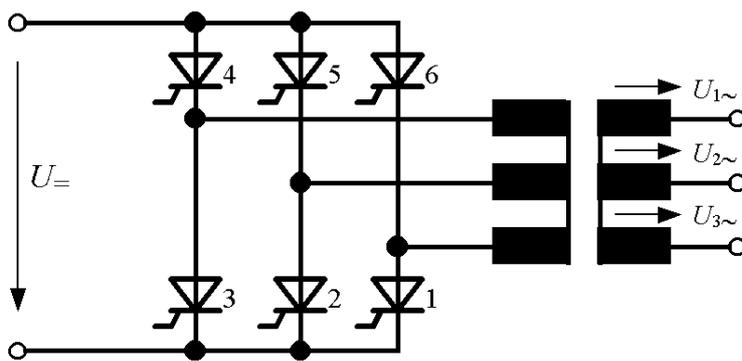
Dieser Verlauf unterscheidet sich stark vom gewünschten sinusförmigen Verlauf. Neben der erwünschten sinusförmigen Grundschwingung (Ordnungszahl 1), besteht der Strom aus Schwingungen anderer Periodendauer (Ordnungszahl ≥ 2); den unerwünschten Oberschwingungen bis zur Ordnungszahl 7.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.44: Konstruktion einer Rechteckschwingung aus verschiedenen Sinus-schwingungen

Meist werden in den Wechselrichtern Transformatoren integriert. Ein Transformator sorgt für eine Trennung zwischen Wechselrichter und öffentlichem Netz, wobei eine Spannungsanpassung zwischen Wechselrichterspannung und Netzspannung erzielt werden kann. Ein Transformator führt jedoch stets zu Verlusten und kann prinzipiell auch entfallen. In diesem Fall sind jedoch größere Schutzmaßnahmen zu treffen, da dann keine galvanische Trennung mehr vom Netz und dem Solargenerator gewährleistet ist.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.45: Sechspuls-Brückenschaltung (B6)

Die bisher beschriebene B2-Brückenschaltung speist den Wechselstrom nur in einem Außenleiter ein. Im öffentlichen Drehstromnetz mit drei Außenleitern kommt es dadurch zu Asymmetrien. Bei Leistungen oberhalb 5 kW wird deshalb generell eine Drehstromeinspeisung in drei Außenleiter bevorzugt. Eine Wechselrichterschaltung zur Erzeugung von Drehstrom ist die Sechspuls-Brückenschaltung (B6-Brücke) in der Abbildung 3.45. Hier werden die Thyristoren zyklisch so geschaltet, daß drei um eine Drittel Periode versetzte Wechselströme bzw. -spannungen entstehen.

PWM

Ein Wechselrichter, der nach dem Verfahren der Pulsweitenmodulation (PWM) arbeitet, basiert auf einer der oben genannten Schaltungen, wie z. B. der B2- oder B6-Brückenschaltung. Die Thyristoren oder Feldeffekt-Transistoren werden dabei jedoch nicht nur einmal je Halbwelle ein- und ausgeschaltet, sondern durch mehrmaliges Schalten werden verschieden breite Pulse erzeugt, wie aus der Abbildung 3.46 zu entnehmen ist. Die Qualität der Sinusschwingung ist im Vergleich zu Rechteck-Wechselrichtern deutlich besser. Das heißt es treten weniger störende Oberschwingungen auf. Aus diesem Grund funktionieren heute die meisten Wechselrichter nach dem PWM-Prinzip (Pulswechselfrichter).

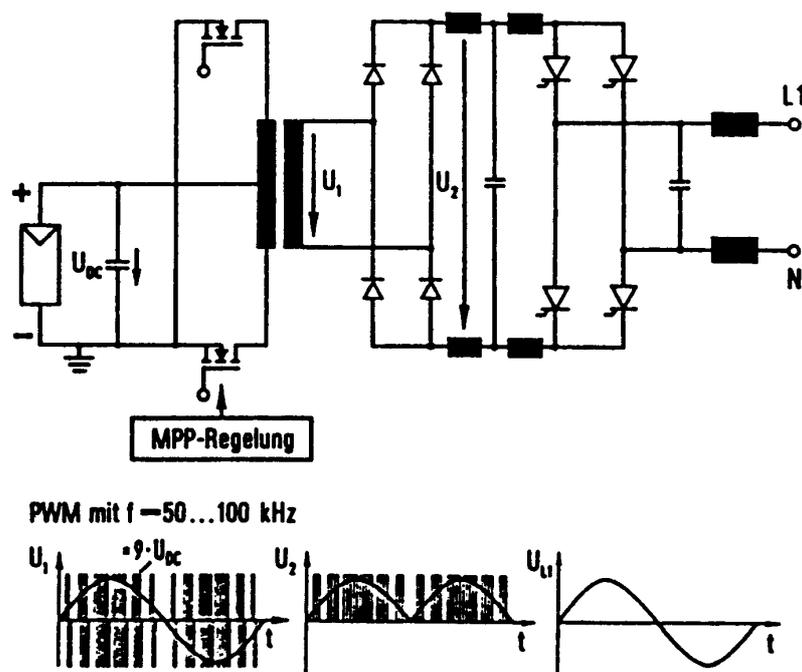


Abb. 0.46: Selbstgeführter Wechselrichter mit Hochfrequenzzwischenkreis und PWM

Photovoltaik-Wechselrichter

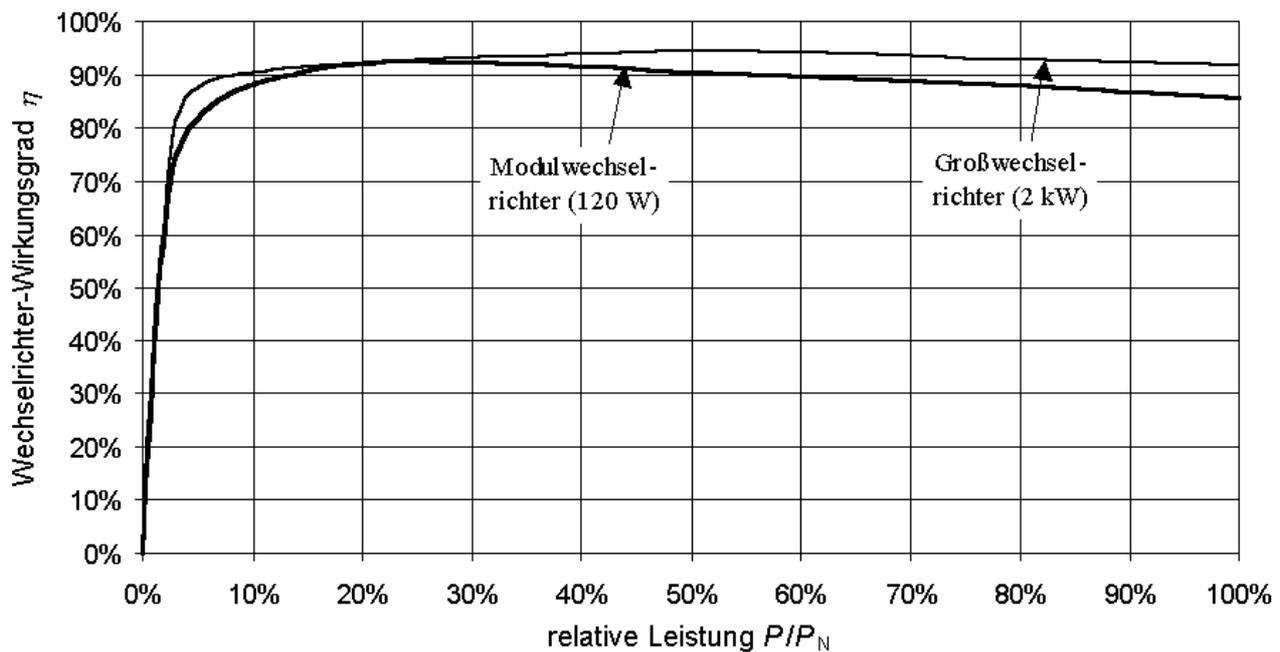
PV-Wechselrichter unterscheiden sich von der Technik her nur unwesentlich von Wechselrichtern für andere Anwendungen. Sie sorgen jedoch dafür, daß der Photovoltaikgenerator im optimalen Arbeitspunkt betrieben wird; also die maximale Leistung entnommen werden kann.

Netzgekoppelte Wechselrichter werden oftmals mit MPP-Trackern, also Gleichspannungswandler kombiniert, die am Solargenerator eine andere Spannung als die vom Netz vorgegebene einstellen können. Bei Inselwechselrichtern ist oft ein Batterieladeregler im Wechselrichter integriert.

Wechselrichter, die in der Photovoltaik Verwendung finden, werden nur selten im Nennbetrieb bei

Nennleistung P_N betrieben. Durch die wechselnde solare Bestrahlungsstärke wird der Wechselrichter während langen Zeiträumen im Teillastbereich betrieben. Aus diesem Grund ist es wichtig, daß der Wirkungsgrad des Wechselrichters auch bei niedrigen Leistungen hohe Werte erreicht. Der Wechselrichter sollte nicht zu groß dimensioniert sein. Wird z. B. ein 1-kW-Wechselrichter nur mit einer 500-W_p-PV-Anlage betrieben, werden maximal 50 % der Wechselrichter-Nennleistung erreicht. Es sind größere Verluste durch den ständigen Betrieb im Teillastbereich zu erwarten. Der Eigenverbrauch eines Wechselrichters sollte minimal sein. Dieser Eigenverbrauch kann auch durch eine Nachtabstaltung reduziert werden.

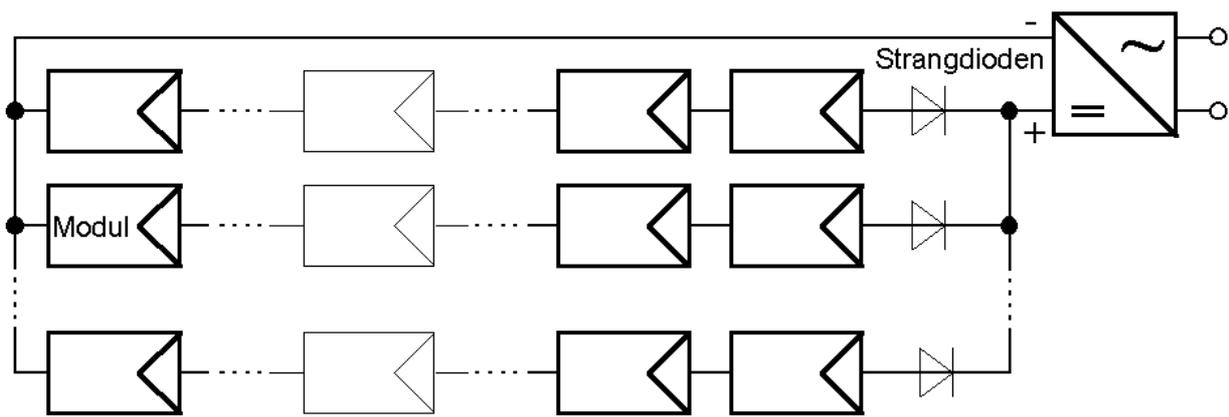
Abbildung 3.47 zeigt den Verlauf des Wirkungsgrads über der Eingangsleistung für zwei kommerzielle Wechselrichter. Der Wechselrichter mit der größeren Leistung zeichnet sich durch einen geringfügig besseren Wirkungsgrad aus. Im Teillastbereich bis unter 10 % verfügen beide Wechselrichter noch über einen hohen Wirkungsgrad.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.47: Wirkungsgrad über der relativen Generatorleistung

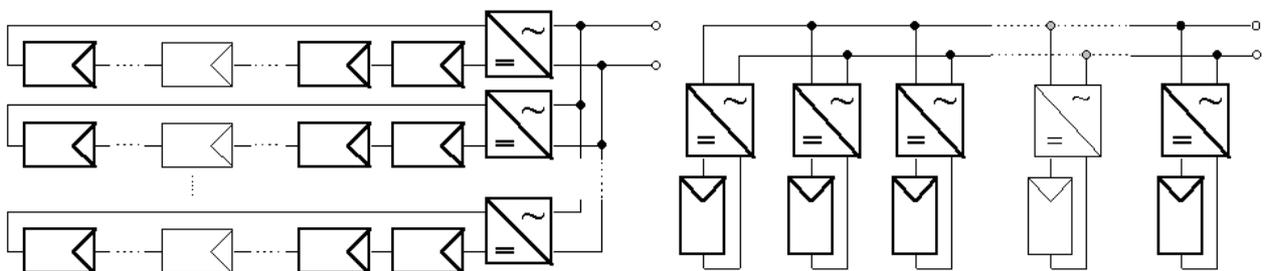
In der Abbildung 3.48 ist eine Zusammenschaltung von Solarmodulen mit einem Großwechselrichter dargestellt. Mehrere Module werden hierbei zu einem Strang in Reihe geschaltet, bis die gewünschte Gleichspannung erreicht ist. Bei größeren Leistungen werden dann verschiedene gleich große Stränge parallel geschaltet.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.48: PV-Anlage aus mehreren Strängen mit einem Großwechselrichter

Vor allem bei Teilabschaltungen oder einzelnen leistungsschwachen Modulen erweist sich diese Schaltungsvariante als negativ, da in diesen Fällen überdurchschnittlich große Verluste entstehen. Sind Teilabschaltungen zu erwarten empfiehlt es sich die Stränge zu entkoppeln und einzelne Strangwechselrichter zu verwenden. Die optimale Lösung bei Teilabschaltungen sind Modulwechselrichter. Durch sie läßt sich an jedem Modul eine unterschiedliche Spannung einstellen. Auch die Verkabelung ist deutlich einfacher da auf Gleichstromleitungen verzichtet werden kann. Ein weiterer Vorteil ist die einfache Erweiterbarkeit einer bestehenden Photovoltaikanlage. Diese Vorteile werden jedoch durch einen geringfügig niedrigeren Wechselrichter-Wirkungsgrad und derzeit noch höhere Kosten erkauft. In der folgenden Abbildung sind beide Schaltungsvarianten dargestellt.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.49: Photovoltaikgenerator mit Strangwechselrichtern (links) und mit Modulwechselrichtern (rechts)

Abschließend sind in der Tabelle 3.12 technische Daten einiger ausgewählter Wechselrichter dargestellt. Hier läßt sich ablesen, daß der Wirkungsgrad geringfügig mit der Größe zunimmt. Die Klirrfaktoren der auf dem Markt erhältlichen Wechselrichter liegt zwischen 1,5 % und 5 %. Als Wechselrichter finden fast ausschließlich pulsweitenmodulierte Umrichter Verwendung.

Gerät	Dorf Müller DMI150/35	Fronius Sunrise Mi- cro	SMA SunnyBoy2000	ACE 5001	Siemens Ss 4 x 300 kVA
Nennleistung DC	100 W	820 W	1.900 W	50 kW	1.086 kW
Nennleistung AC	90 VA	750 VA	1.800 VA	50 kVA	1.197 kVA
Max. PV-Leistung	150 W	1.100 W	2.600 W	55 kW	1.400 kW
Einspeisung ab	2,5 W	9 W	7 W	50 W	700 W
Standby-Verbrauch	0 W	5 W	7 W	35 W	40 W
Nacht-Verbrauch	0 W	0 W	0,1 W	0 W	30 W
MPP-Bereich DC	(28...50) V	(120...300) V	(125...500) V	(300...420) V	(460...730) V
max. Klirrfaktor	3 %	5 %	4 %	0,1 %	akt. Filter
max. Wirkungsgrad	89 %	92 %	96 %	97 %	97 %
Euro-Wirkungsgrad	86,6 %	90,4 %	95,2 %	94,2 %	96,2 %

Tab. 3.12: Ausgewählte technische Daten einiger Photovoltaikwechselrichter

3.6 Kosten von PV-Anlagen

Für eine 2009 gebaute, netzgekoppelte PV-Anlage mit einer P_{Peak} -Leistung von 29,75 kW ergeben sich die folgenden Kosten:

	Kosten* / €	Kosten* €/ kW
1) 170 Stück 175 W-Module mit polykristallinen Silizium- solarzellen (Garantie 25 Jahre)	53.550	1.800
2) Montagematerial für Auf-Dach-Montage	9.341	314
3) 6 Stück String-Wechselrichter	13.620	458
4) Leitungen und Montage	12.700	427
Insgesamt	89.211	2.999

* Kosten ohne Mehrwertsteuer

Bei einem unverschatteten Standort können in Darmstadt ca. 950 kWh elektrische Energie pro installiertes kW jährlich ins Netz gespeist werden; also 28.262 kWh insgesamt pro Jahr. Bei einer angenommenen Lebensdauer der Anlage von 20 Jahren ergibt dies Kosten von ca. 15,78 Ct/kWh (Kapitaldienst und Wartung nicht eingerechnet).

Nach dem Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG vom 1.1.2009) vergütet der Netzbetreiber die eingespeiste Energie mit ca. 43,01 Ct/kWh. Bei der betrachteten Anlage ergibt dies jährlich Einnahmen von 12.155 €. Es verbleiben also neben der Kapitalrückzahlung (89.211 € / 20 Jahre = 4461 € pro Jahr) noch 7694 € pro Jahr für Kapitalverzinsung und Wartung. Im Jahr 2010 sinkt die Einspeisevergütung um 11% für Freiflächenanlagen (2009: 31,94 Ct/kWh) und Gebäudeanlagen >100kW, um 9% für Gebäudeanlagen > = 100kW.

3.7 Terrestrische Anwendungen der Photovoltaik

Die Einsatzgebiete von Solargeneratoren lassen sich nach dem Leistungsbereich aufgliedern:

- | | |
|--------------------|--|
| Kleinstanwendungen | <ul style="list-style-type: none">• Radios, Taschenrechner, Armbanduhren• Akku-Ladegeräte, Thermometer |
| 10 bis 100 W | <ul style="list-style-type: none">• kleine Wetterstationen• Signallampen (ozeanische Bojen, Blinkfeuer usw.)• Gefahrenmelder, Notrufsäulen• Teichpumpen, Ventilatoren, Gartenlampen• stationäre Funksprechanlagen, Lichtleiternachrichtentechnik• kathodischer Korrosionsschutz für Ölleitungen und Brücken |
| 0,1 bis 1 kW | <ul style="list-style-type: none">• größere Nachrichtentechnische Anlagen (Richtfunkanlagen, Bodenempfangsstationen)• Boots- und Campingbereich• Batterieladestationen |
| ab 1 kW | <ul style="list-style-type: none">• Einzelhausversorgung• Dorfgemeinschaftsanlagen• Wasserpumpen, Bewässerungsanlagen• Kühlung• Meerwasserentsalzungsanlagen |

3.8 Andere Solarenergienutzungen

Aufwindkraftwerke

Das Aufwindkraftwerk kombiniert drei Bekannte Prinzipien: den Treibhauseffekt zur Erwärmung von Luft, die Kaminwirkung zur Erzeugung von Aufwind und das Windrad mit Generator zur Erzeugung von Strom.

Unter einem flachen kreisförmigen Glasdach wird Luft durch die Sonnenstrahlung erwärmt. In der Mitte des Daches steht eine unten offene senkrechte Röhre, der die warme Luft zuströmt und in der sie aufsteigt, d.h. die Temperaturdifferenz zur Außenluft produziert im Kamin ein Druckgefälle das in kinetische Energie, den Wind, gewandelt wird. Dieser Aufwind wird mit Hilfe von Windturbinen am Fuße des Kamins in mechanische und über konventionelle Generatoren in elektrische Energie umgewandelt.

Die Anlagen können sowohl Elektrizität ins Netz einspeisen als auch im Inselbetrieb, mit Speichern, insbesondere Pumpspeichern, oder zur Wasserstoffproduktion, eingesetzt werden. Darüber hinaus kann der Randbereich des Daches als Gewächshaus zum Pflanzenanbau oder zur Trock-

nung benutzt werden.

Aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten gibt es zur Zeit keine solche Anlagen.

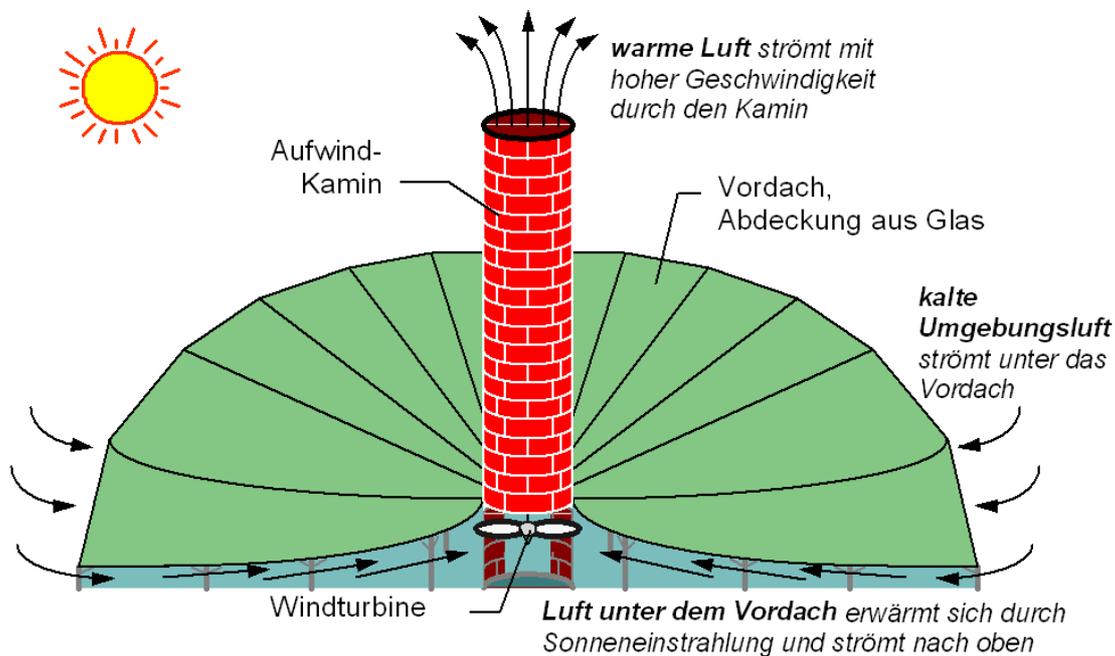


Abb. 3.50: Prinzip des Aufwindkraftwerks

Farmanlagen mit Rinnenkollektoren

Die wichtigsten Anlagentypen im Hochtemperaturbereich sind die Farm- und Turmanlagen, auch DCS-Anlagen (Distributed Collector System) und CRS-Anlagen (Central Receiver System) genannt. Unter den Farmanlagen erreichen die Rinnenkollektoranlagen bereits ihren wirtschaftlichen Durchbruch.

Die Kollektorsysteme bestehen aus parabolförmigen Rinnen, die aus hunderten von präzise gebogenen Spiegelsegmenten geformt sind. Die von den Spiegeln reflektierte Sonnenstrahlung wird auf ein Glas-/Metallrohr in der Brennnlinie der Trogachse gebündelt und dabei um den Faktor 60 bis 90 konzentriert.

Das Rohr wird von einem Wärmeträgermedium durchströmt, das bei den heutigen Anlagen ein temperaturbeständiges, synthetisches Öl ist und bei den zukünftigen Anlagen Wasserdampf sein soll. Das Wärmeträgermedium wird über zentrale Sammelleitungen dem konventionellen Teil des Solarkraftwerks zugeführt.

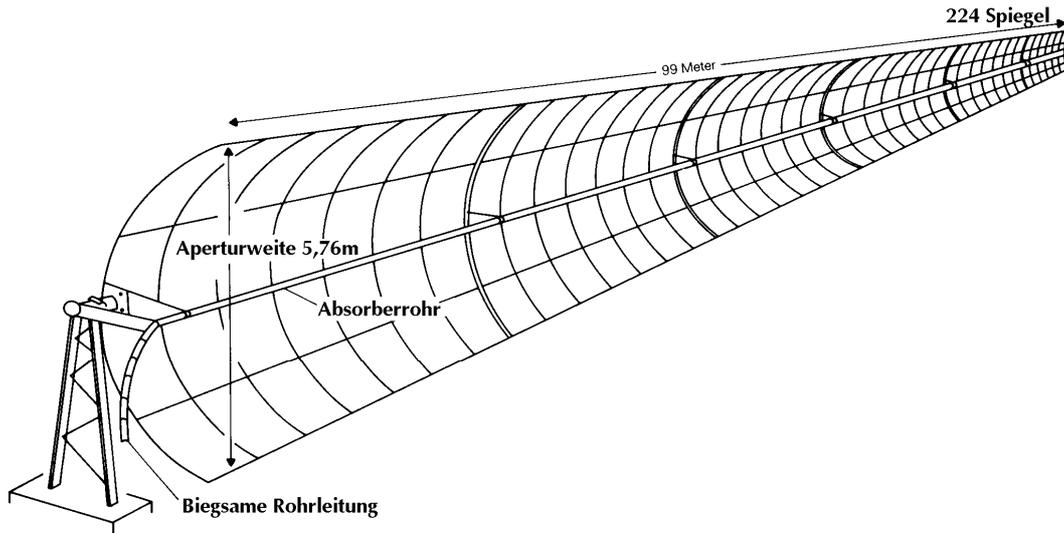
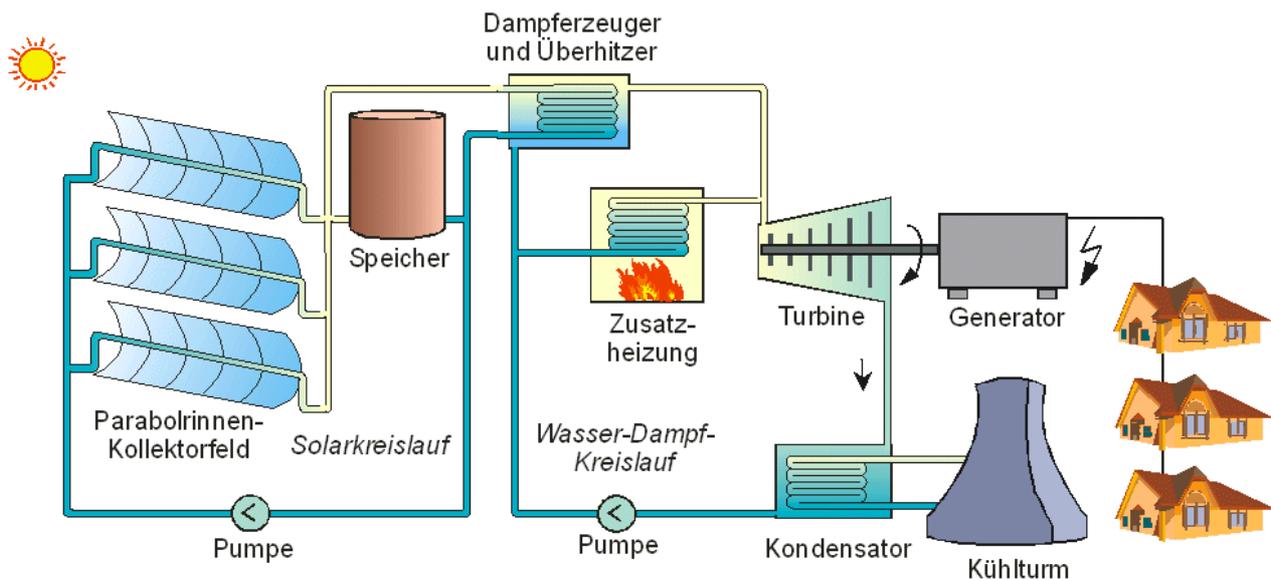


Abb. 0.51: Schematische Darstellung eines Parabolrinnen-Kollektors (CRS)



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.52: Prinzip eines Parabolrinnenkraftwerks

In Kalifornien sind zwischen 1984 und 1991 insgesamt 9 große Farmanlagen mit den Bezeichnungen SEGS I bis IX (Solar Electric Generation System) in Betrieb genommen worden. Die Einzelanlagen haben eine elektrische Nennleistung zwischen 13,8 MW und 80 MW. Bei der Anlagenerichtung waren auch europäische Firmen maßgeblich beteiligt. Eine der 184 Rinnen des Kraftwerks SEGS VII setzt sich aus 224 Elementen zusammen; ist etwa 6 m breit und 100 m lang. Die Spiegelfläche beträgt 545 m^2 . Das Absorberrohr im Brennpunkt hat einen Durchmesser von 70 mm. Das Sonnenlicht wird hier durch die Parabolspiegel um den Faktor 82 konzentriert. Die Spiegel der Vorgängerkraftwerke sind kleiner und erreichen niedrige Konzentrationsfaktoren. Der Gesamtwir-

kungsgrad der Anlagen bei reinem Solarbetrieb schwankt zwischen 4 % und 16 %. Der mittlere Gesamtjahreswirkungsgrad beträgt etwa 10 %. Die Errichtung solcher Anlagen lässt sich durch entsprechende gesetzliche Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten fördern.



Abb. 3.53: Parabolrinnenkraftwerk in den USA /IZE/



Abb. 3.53a: 64 Megawatt (MW) Parabolrinnenkraftwerk „Nevada Solar One“ im US-Bundesstaat Nevada

Solarturmkraftwerk

Wird ein ganzes Feld moderner, hochgenauer Spiegel auf ein Brennpunkt auf der Spitze eines Turmes ausgerichtet, so spricht man von einem Solarturmkraftwerk. Die USA, aber auch Europa stehen heute mit der Entwicklung von Versuchsanlagen für derartige thermische Sonnenkraftwerke an der Spitze.

Der zentrale Strahlungsempfänger, auch Receiver genannt, wird auf einen 50-150 m hohen Turm gesetzt. Auf dem Boden um den Turm herum ist ein großes Spiegelfeld angeordnet. Die auf das Spiegelfeld treffende direkte Sonnenstrahlung wird zum Receiver reflektiert und erwärmt dort ein Wärmeträgermedium. Alles weitere entspricht wieder normaler Kraftwerkstechnologie. Über Leitungen wird das erhitzte Medium zum Kraftwerk am Fuße des Turmes transportiert und treibt dort eine Turbine an, die mit einem Generator verbunden ist.

Je nach Wahl des Wärmeträgerfluids, Luft, Wasserdampf, flüssiges Natrium oder geschmolzenes Salz, wird die Anlage bei einer oberen Prozeßtemperatur zwischen 500°C und weit über 1000°C betrieben.



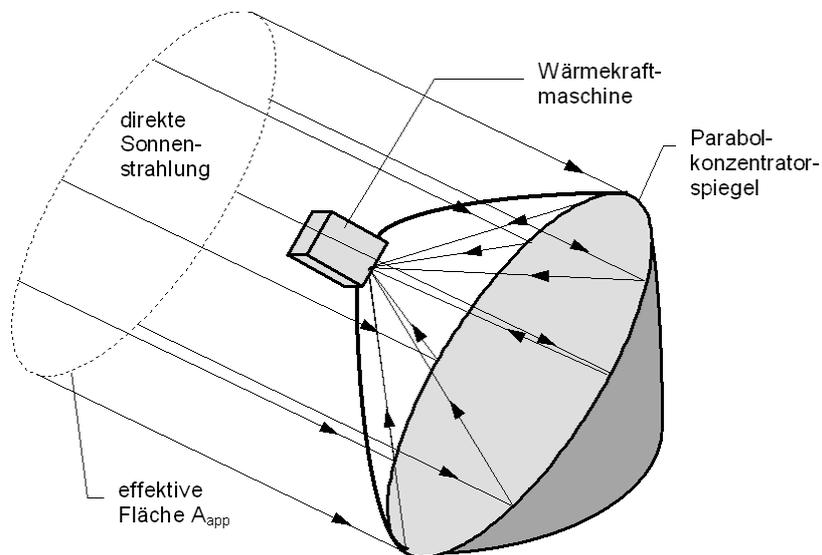
Abb. 3.54: Anordnung eines Solarturmkraftwerks

Dish-Stirling-Anlage

Bei einer Dish-Stirling-Anlage wird das Licht ebenfalls durch einen Hohlspiegel, der die Form einer großen Schüssel besitzt, auf einen Brennpunkt konzentriert. Im Brennpunkt befindet sich ein Receiver, ähnlich wie wie beim Solarturmkraftwerk. Hinter dem Receiver kann ein thermischer Wärmespeicher folgen, hinter dem sich das eigentliche Herz der Anlage befindet: der sog. Stirlingmotor. Dieser Motor setzt die Wärme in mechanische Energie um. Durch einen Generator wird schließlich elektrischer Strom erzeugt.

Der Parabolspiegel bündelt das Licht möglichst gut in einem Brennpunkt. Dazu wird der Spiegel der Sonne sehr genau zweiachsig nachgeführt. Dadurch kann das Sonnenlicht um mehr als das Tausendfache konzentriert werden. Bei einem mittleren Konzentrationsfaktor von 4.000 beträgt die Receivertemperatur 680 °C.

Einige Prototypen dieser Anlage in der Leistungsklasse bis 50 kW existieren in Spanien, Saudi-Arabien und den USA. Der Systemwirkungsgrad einer 9 kW Anlage in Almeria (Spanien) mit einem Konzentratordurchmesser von 7,5 m beträgt 21 %.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 3.55: Prinzip einer Dish-Stirling-Anlage

3.9 Planung von Photovoltaik-Anlagen

Dieses Kapitel soll die bisher vermittelten Kenntnisse speziell in der Planung vertiefen und einen Anwendungsbezug von der Theorie zur Praxis liefern.

Typische Schritte beim Bau von Photovoltaik-Anlagen

- Kundenanfrage
- **Planung**
- Angebot und Beauftragung
- Anmeldung beim VNB
- Fertigmeldung
- Netzanschluss
- Inbetriebnahme
- Abnahme und Übergabe
- Betrieb und Wartung

Planungsbeispiel: Dach-Photovoltaik-Anlage für ein Einfamilienhaus

Die Planung einer Photovoltaik-Anlage lässt sich in sechs wesentliche Schritte zusammenfassen:

Planungsschritt 1: Abschätzung der Anlagengröße

Randbedingungen:

- Der Bauherr ist bereit, für eine Photovoltaikanlage einen Betrag von max. 28.000 € zu investieren.
- Es steht eine Dachfläche von 79,2 m² (Länge L_D=13,2m und Breite B_D=6m) zur Verfügung.
- Dachneigung und -ausrichtung : 45°, 0°
- Keine Verschattung
- Geschätzter Preis (schlüsselfertig): 2700 €/kWp (inklusive 19 % MwSt.)
- Der Bauherr will eine möglichst hohe Anlagenleistung mit der vorhandenen Dachfläche realisieren. Es wird also von monokristallinen Modulen mit einem Flächenbedarf von 8m²/kWp ausgegangen.

Überschlag:

Die Randbedingungen führen zu folgenden Werten in der Überschlagsrechnung:

- $28.000\text{€}/(2700\text{€/kWp})= 10,31 \text{ kWp}$
- $79,2 \text{ m}^2/(8\text{m}^2/\text{kWp})= 9,90 \text{ kWp}$

Die ungefähre Anlagenleistung wird vorab auf 9,90 kWp festgelegt.

Planungsschritt 2 – Bestimmung der Modulanzahl

Bei der Festlegung der Anzahl von Modulen (n_M), interessieren vor allem folgende Eigenschaften der Module:

- Spitzenleistung (kWp)
- Abmessungen (Länge x Breite)
- Technologie (mono- oder polykristallin, Dünnschicht)
- Hersteller

Hauptmerkmal ist die Größe der Module, da größere Module zwar den Installationsaufwand mindern, jedoch die Anordnung auf dem Dach erschweren.

Auswahl der Module:

Die für dieses Projekt ausgewählten Module „aleo_s19.220“ haben eine Leistung von 220Wp(M_{WP}). Die Abmessungen betragen L_M (1,66 m) x B_M (0,99 m), das entspricht etwa 7,47 m²/kWp. Die vorläufige Modulanzahl (n_M) von 45 errechnet sich aus der Spitzenleistung dividiert durch die Modulleistung:

$$A_M = 9900 \text{ Wp} / 220 \text{ Wp} = 45$$

Daraus ergibt sich auch die Gesamtgeneratorleistung von 9,90 kWp der Anlage.

Überprüfung der gewählten Anzahl zum Platzbedarf:

Querformat:

$$\text{Anzahl Module auf Dachlänge } n_{MDL} = L_D / L_M = 13,2 \text{ m} / 1,66 \text{ m} = 7,9$$

$$\text{Anzahl Module auf Dachbreite } n_{MDB} = L_D / B_M = 6 \text{ m} / 0,99 \text{ m} = 6$$

Es können 7 x 6 = 42 Module (6 Reihen à 7 Module) im Querformat auf dem Dach montiert werden.

Hochformat:

$$\text{Anzahl Module auf Dachlänge } n_{MDL} = L_D / B_M = 13,2 \text{ m} / 0,99 \text{ m} = 13,33$$

$$\text{Anzahl Module auf Dachbreite } n_{MDB} = L_D / L_M = 6 \text{ m} / 1,66 \text{ m} = 3,61$$

Es können 13 x 3 = 39 Module (3 Reihen à 13 Module) im Hochformat auf dem Dach montiert werden.

n_M verringert sich nun auf 42, da eine größere Anzahl auf dem Dach nicht installiert werden kann.

Planungsschritt 3 – Ermittlung der Modulspannungen

Zur Auswahl des richtigen Wechselrichters müssen im Folgenden die Spannung eines Moduls unter Berücksichtigung von jahreszeitlichen Temperaturunterschieden bei Standardtest-Bedingungen (STC) ermittelt werden.

Angaben laut STC Datenblatt bei 25°C, 1000 W/m², AirMass 1,5:

U_{MPP} : 28,8 V

I_{MPP} : 7,63 A

U_{OC} : 36,4 V

I_K : 8,41 A

Temperaturkoeffizienten:

$\alpha (I_K)$: +0,03 %/K

$\beta (U_{OC})$: -0,34 %/K

$\gamma (P_{MPP})$: -0,48 %/K

Berechnung des Spannungsbandes bei Modultemperaturen von -10°C und 70 °C:

$$U_{OC-10^\circ} = 36,4V + (-35K * (36,4V * -0,0034\%/K)) = 40,73 V$$

$$U_{MPP-10^\circ} = 28,8V + (-35K * (28,8V * -0,0034\%/K)) = 32,22 V$$

$$U_{MPP+70^\circ} = 28,8V + (45K * (28,8V * -0,0034\%/K)) = 24,39 V$$

Das Spannungsband zur Auslegung der Wechselrichter liegt zwischen 24,39V und 40,73V.

Planungsschritt 4 – Auswahl des Wechselrichters

Bei Photovoltaik-Anlagen bis zu einer Leistung von 5 kWp ist es sinnvoll nur einen Wechselrichter zu verbauen, da die Kosten eines Wechselrichters die Gesamtkosten der Anlage stark beeinflussen. Für größere Systeme ist es dennoch sinnvoll mehrere Wechselrichter zu verwenden, um die Redundanz sicherzustellen. Weiter ist es wichtig, da die STC in der Praxis nie erreicht werden, die Leistung des Wechselrichters 5%-10% unter der Generatorleistung der Module anzusetzen. Da der Wechselrichter bei einem Strom $>I_{nenn.}$ um Faktor 2,3 schneller altert und die Bauteile einer enormen Belastung ausgesetzt sind, ist es nicht sinnvoll eine noch niedrigere Wechselrichterleistung zu wählen. Viele Wechselrichter regeln zum Bauteilschutz selbstständig die Anlagenleistung temperaturabhängig herunter (engl. Derating). Weiter ist es relevant, wo der Wechselrichter aufgestellt ist, da bei Umgebungstemperaturen $>70^\circ\text{C}$ eine zu starke Erwärmung des Wechselrichters ebenfalls zu Leistungsminderung und Bauteilschäden führen kann.

Es muss nun im Weiteren berechnet werden in welchem Leistungsfenster die Anlage betrieben werden soll, um nach den Vorgaben optimal zu funktionieren. Dazu ist es notwendig, die Modulanzahl mit der Modulleistung zu multiplizieren und die vorher genannte Leistungsminderung einzukalkulieren.

$$G_{P90\%} = (n_M * M_{Wp}) * 0,90\% \rightarrow (42 * 220 \text{ Wp}) * 0,90\% = 8,316 \text{ kW}$$

$$G_{P95\%} = (n_M * M_{Wp}) * 0,95\% \rightarrow (42 * 220 \text{ Wp}) * 0,95\% = 8,778 \text{ kW}$$

Mittlerer Gesamtleistungswert der Wechselrichter entspricht ~8,54 kW

Es muss darüber hinaus berücksichtigt werden, dass das Dach nicht verschattet ist. Wenn es jedoch einen Schattenwurf gibt, sollte über die Verwendung von Multistring-Wechselrichtern oder mehrerer Single-Wechselrichter nachgedacht werden. Da sonst im Falle von Teilverschattungen, der Wechselrichter die verschatteten sowie die nicht verschatteten Module gleichzeitig verarbeiten muss (engl. Mismatching) und dadurch ($<I_{\text{nenn}}$ String) der Ertrag stark minimiert werden würde. Multistring-Wechselrichter unterscheiden sich von normalen Wechselrichtern darin, dass sie mehrere MPP-Eingänge haben, auf die eine unterschiedliche Anzahl von Modulen geschaltet werden kann, sofern sie die notwendigen Spannungsfenster erfüllen und I_{max} nicht übersteigen.

Die Anlage wird mit zwei Wechselrichtern des Typs: Power-One PVI-4,2-OUTD zu je 4,2 kW (Ausgangsleistung) ausgelegt.

Dem Datenblatt des Wechselrichters sind folgende Daten zu entnehmen:

$$P_{\text{PVmax}} = 4,82 \text{ kW}$$

$$P_{\text{DCnenn}} = 4,375 \text{ kW}$$

$$U_{\text{PVunten}} = 140 \text{ V}$$

$$U_{\text{PVoben}} = 530 \text{ V}$$

$$U_{\text{DCmax}} = 600 \text{ V}$$

$$I_{\text{DCmax}} = 16 \text{ A}$$

$$I_{\text{DCK}} = 20 \text{ A}$$

$$\eta = 12,6 \%$$

Planungsschritt 5 – Überprüfung der Spannungsgrenzen und Verschaltung der Module

Da die Module normalerweise in Reihe auf den Wechselrichter geschaltet werden, ist es nun wichtig zu ermitteln wie das Spannungsfenster des Wechselrichters zu dem bislang ermittelten Spannungsband der Module passt und ob es eventuell Änderungen an der Auslegung geben muss.

$$n_{\text{Mmax}} = U_{\text{PVoben}}/U_{\text{MPP}} = 530\text{V}/32,22\text{V} = 16,45$$

$$n_{\text{Mmin}} = U_{\text{PVunten}}/U_{\text{MPP}} = 140\text{V}/24,39\text{V} = 5,74$$

Das Spannungsfenster zeigt an, dass min. 6 Module und max. 16 Module in einen String geschaltet werden dürfen. Die Angaben PV_{oben} und PV_{unten} zeigen hierbei das Spannungsband an, in dem die Anlage verschaltet werden muss, um betriebsfähig zu sein.

Wenn man nun von einem kalten Wintertag ausgeht, der in Deutschland relativ häufig bei -10°C vorkommen kann und dabei eine leichte Verschattung durch Wolken berücksichtigt, muss die eben durchgeführte Berechnung unter Berücksichtigung der hohen Leerlaufspannung erneut durchgeführt werden.

$$n_{\text{M-}10^{\circ}} = U_{\text{DCmax}}/U_{0\text{C}} = 600\text{V}/40,73\text{V} = 14,73$$

Die maximale Modulanzahl muss sich auf 14 in Reihe vermindern, da sonst die max. Eingangsspannung zur kalten Jahreszeit überschritten werden kann und es damit zu Schäden am Wechselrichter kommen kann.

Planungsschritt 6 – Anpassung der String- und Modulanzahl an den Wechselrichter und Überprüfung

Da es sich bei diesem gewählten Wechselrichter um einen Multistring-Wechselrichter handeln können die zuvor ermittelten 42 Module in (1 x 11) und (1 x 10) auf je einen Wechselrichter geschaltet werden. Dabei ist wieder zu beachten, dass die Last möglichst gleichmäßig auf beide Wechselrichter aufgeteilt wird, damit der Wirkungsgrad beider gleich hoch ist. Es ist zusätzlich zu beachten, dass möglichst viele Module in Reihe geschaltet werden müssen, um die Leitungsverluste gering zu halten, es mindert gleichzeitig die Bauzeit und verringert die Fehlerwahrscheinlichkeit.

Variantenberechnung: 1 Reihe à 10 Module + 1 Reihe à 11 Module (pro Wechselrichter)

$$U_{\text{MPP}+70^{\circ}\text{C}} = 10 \cdot 24,39\text{V} = 243,9\text{V}$$

$$U_{\text{MPP}+70^{\circ}\text{C}} = 11 \cdot 24,39\text{V} = 268,3\text{V}$$

Die minimale MPP-Spannung liegt über der unteren Spannungsgrenze (U_{PVunten}), Grenzbedingung erfüllt.

$$U_{\text{MPP}-10^{\circ}\text{C}} = 10 \cdot 32,22\text{V} = 322,2\text{V}$$

$$U_{\text{MPP}-10^{\circ}\text{C}} = 11 \cdot 32,22\text{V} = 354,4\text{V}$$

Die maximale MPP-Spannung liegt unter der oberen Spannungsgrenze (U_{PVoben}), Grenzbedingung erfüllt.

$$U_{0\text{C}-10^{\circ}\text{C}} = 10 \cdot 40,73 = 407,3\text{V}$$

$$U_{0\text{C}-10^{\circ}\text{C}} = 11 \cdot 40,73 = 448,0\text{V}$$

Die maximale Leerlaufspannung liegt unter der maximalen Spannungsgrenze (U_{DCmax}), Grenzbedingung erfüllt.

Der MPP-Strom eines Strings beträgt 7,63A bei zwei parallel geschalteten Strings somit bei 15,26A. Damit knapp unterhalb des I_{DCmax} , Grenzbedingung erfüllt.

Zusammenfassung:

Diese Anlage hat letztlich eine Größe von 9,24 kWp zu einem Preis von 2700€/kWp (brutto), also 24.948,00€ Gesamtpreis. Sie verfügt über 2 Wechselrichter mit je 4,2 kW Ausgangsleistung, diese sind mit je zwei Strings à 10 und 11 Module, also insgesamt 42 Modulen verschaltet.

Aufgabe 1.

Wie viel Energie erzeugt die Anlage jährlich auf Grund der gegebenen Daten, wenn Sie in Berlin, Stockholm oder Athen stehen würde und welcher spezifischer Einstrahlungswert liegt in kWh/kWp vor? (Nutzen Sie die Globalstrahlungsdaten aus Tab. 3.4)

Aufgabe 2a.

Welchen monetären, jährlichen Ertrag erwirtschaftet die Anlage, wenn sie in Berlin stehen würde?

Aufgabe 2b.

Ab welchem Jahr, hat die Anlage ihre Investitionskosten erwirtschaftet, wenn der Anlagenbetreiber ein Darlehen mit einer Laufzeit von 10 Jahren über die gesamte Investitionssumme bei einem fixen Zins von 3,42% und einer konstanten Tilgung aufgenommen hätte?

Investitionssumme:	24.948,00 €					
Zinsen:	3,42%					
Vereinbarte Tilgung:	2.494,00 €					
Laufzeit in Jahren:	10					
	Restschuld	Zinsen	Tilgung	Annuität	Einnahmen durch Stromverkauf	Ertragsdifferenz
Jahr 1	24.948,00 €				2.594,92 €	
Jahr 2			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 3			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 4			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 5			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 6			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 7			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 8			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 9			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 10			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 11			2.494,80 €		2.594,92 €	
Jahr 12					2.594,92 €	
Jahr 13					2.594,92 €	
Jahr 14					2.594,92 €	
Jahr 15					2.594,92 €	
Jahr 16					2.594,92 €	
Jahr 17					2.594,92 €	
Jahr 18					2.594,92 €	
Jahr 19					2.594,92 €	
Jahr 20					2.594,92 €	
Jahr 21					2.594,92 €	
	24.948,00 €	- €	24.948,00 €	- €	54.493,32 €	- €

4. Windkraft

4.1 Geschichte der Nutzung von Windenergie

Die ersten Windräder dienten wahrscheinlich zum Be- und Entwässern von landwirtschaftlich genutzten Flächen. Die ältesten zuverlässig nachgewiesenen Quellen über die Existenz von Windmühlen stammen aus dem 7. Jhdt. n.Chr. Im persischen Raum wurden Windmühlen mit vertikaler Drehachse zum Mahlen von Getreide betrieben.

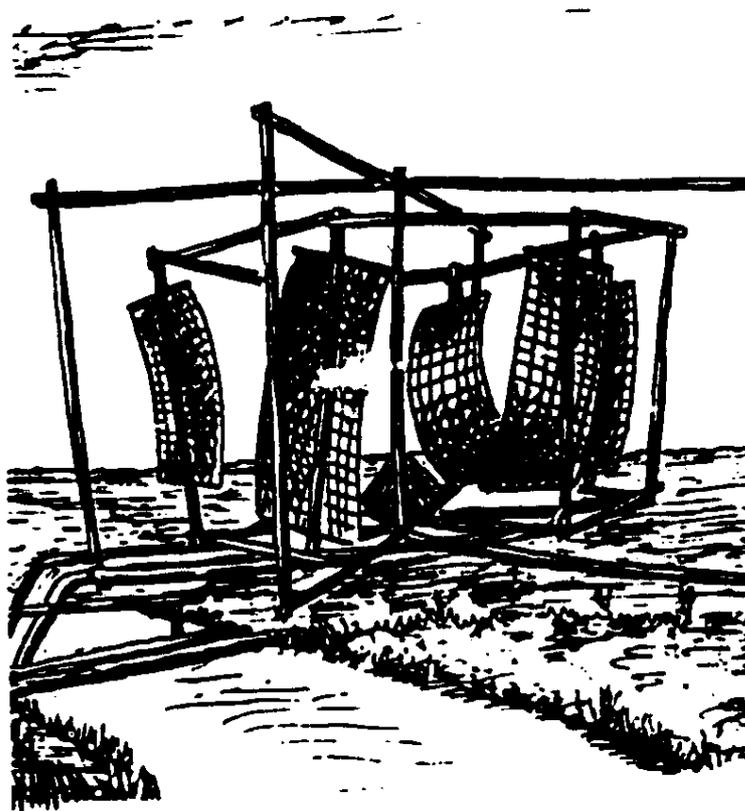


Abb. 4.1: Vertikalachsenwindmühle aus Persien

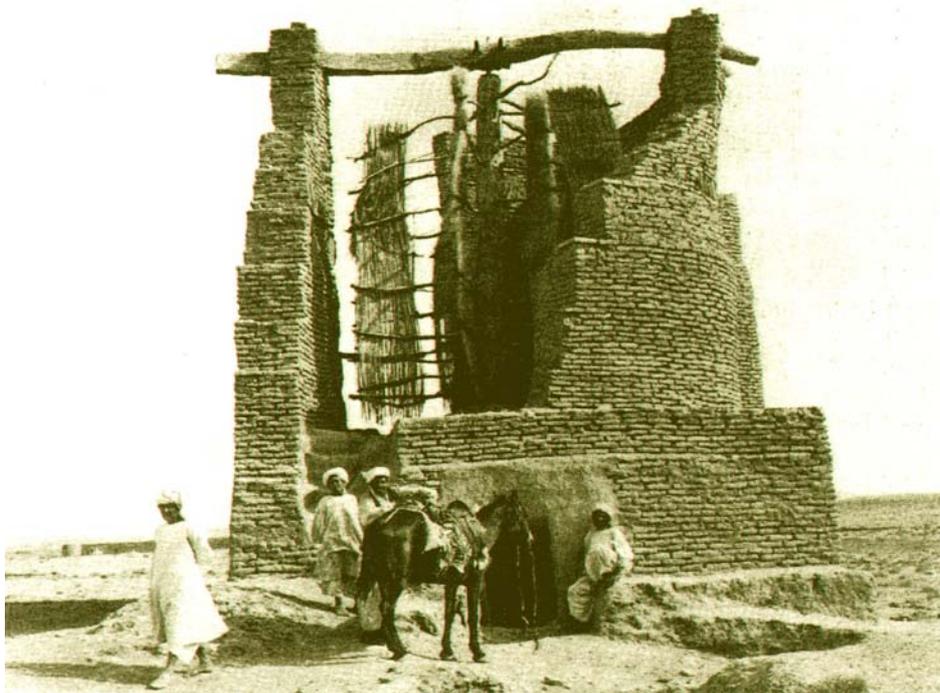


Abb. 4.2: Vertikalwindmühle zum Getreidemahlen in Afghanistan aus dem 7. Jahrhundert

Einige Jahrhunderte später kommen die ersten Hinweise nach Europa, daß auch in China Windmühlen zum Entwässern von Reisfeldern eingesetzt werden. Die klassischen Windmühlen mit horizontaler Drehachse wurde im 11. Jahrhundert wohl in Europa erfunden, wo sie sich rasch ausbreitete. In Deutschland gab es bereits im 13. Jahrhundert die Bockmühlen in großer Zahl. Im 16. Jahrhundert wurden in Holland wesentliche technische Verbesserungen an der Bockmühle vorgenommen. Kappen- oder Hollandmühlen haben einen feststehenden Turmbau mit drehbarer Dachkuppe, in der das Flügelrad befestigt ist.

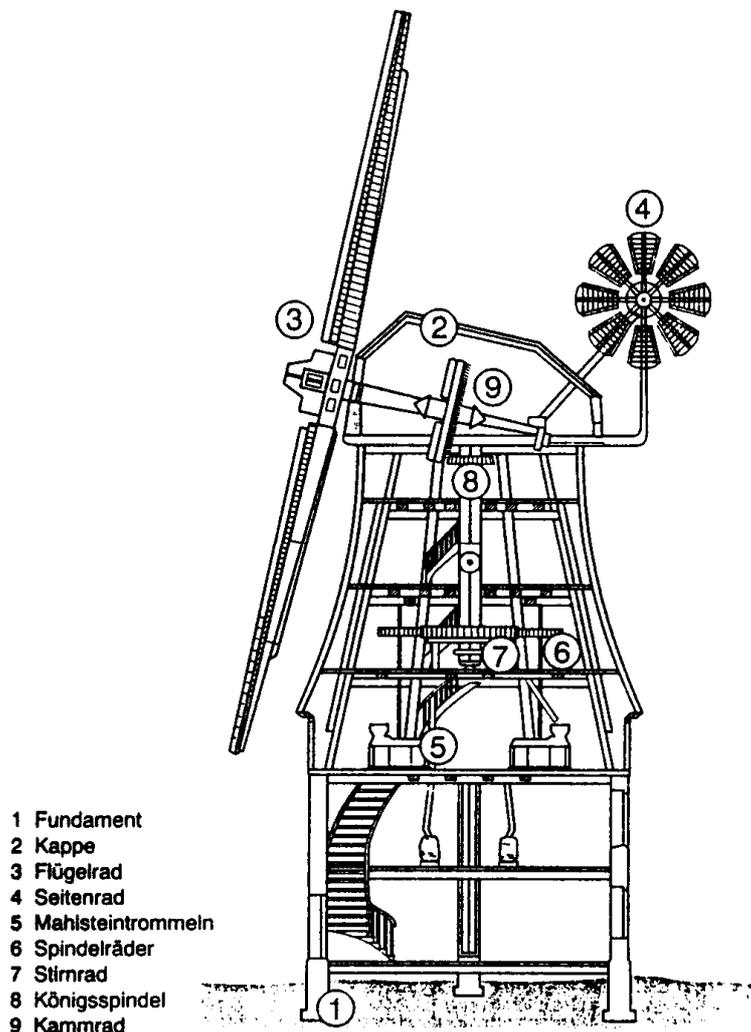


Abb. 4.3: Schema einer Kappen- bzw. Holländerwindmühle

Durch das feststehende Fundament und die selbständige Windnachführung über das Seitenrad entwickelte sich die Holländerwindmühle bis zur Mitte des 19. Jahrhundert zu einer Kraftmaschine mit einem breiten Anwendungsgebiet.

Anfang des 19. Jahrhundert entwickelte der Mechaniker Daniel Halladay in den USA das sogenannte Westernrad, das sich durch eine große Anzahl von Flügelblättern auszeichnete, die über einen Fliehkraftregler je nach Windgeschwindigkeit in den Wind gedreht werden. Die Siedler und Pioniere benötigten einen langsam drehenden Antrieb mit großem Drehmoment für Kolbenwasserpumpen, um aus den tiefen Brunnen schöpfen zu können.

Bis zur Mitte des 19. Jahrhundert nahm die wirtschaftliche Bedeutung der Windmühlen kontinuierlich zu. Zu dieser Zeit existierten in Deutschland ca. 20.000 und in Europa mehr als 200.000 Windmühlen. Dann leitete die Dampfmaschine im Zuge der Industrialisierung das "Mühlensterben" ein. Der eigentliche Umbruch jedoch trat mit der Elektrifizierung der ländlichen Gebiete ein.

Der Däne Poul La Cour brachte die historische Wende in die Windmühlennutzung und trieb als

Erster im Jahre 1891 einen Generator mit Hilfe von Windkraft an. Er entwickelte mit seiner Experimentierwindkraftanlage eine Systemlösung der Energieerzeugung und Speicherung, in dem er den erzeugten Gleichstrom für einen Elektrolyseur zur Wasserstoffgewinnung verwendete. Mit dem produzierten Wasserstoff wurde ein Schulgebäude beleuchtet. Der Wasserstoff diente hierbei als Energiespeicher, wie er es in zukünftigen Systemen zur Nutzung erneuerbarer Energien wieder tun wird.

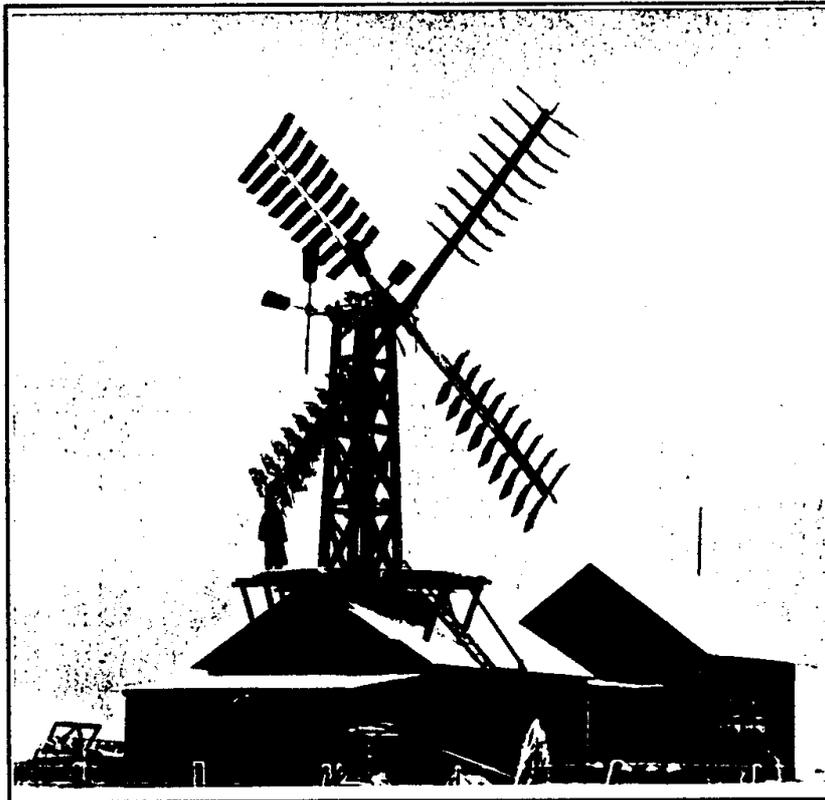


Abb. 4.4: Erste WKA zur Stromerzeugung, Dänemark 1891

Anfang des 20. Jahrhunderts sammelte man erste Erfahrungen in der Aerodynamik und machte Versuche mit auftriebnutzenden, verwundenen Rotorblättern. Der Physiker Albert Betz, Leiter der Aerodynamischen Versuchsanstalt Göttingen, formulierte 1925 eine bis heute gültige Theorie für die aerodynamische Formgebung der Blätter von Windrotoren.

In der Zeit zwischen den beiden Weltkriegen sind in den USA, Rußland und in Deutschland viele Forschungsprojekte mit dem Ziel Ressourcenunabhängigkeit zu erlangen vorangetrieben worden, deren Ergebnisse jedoch in den Kriegswirren untergingen.

In den 50er und 60er Jahren geriet die Windenergie durch die fallenden Preise der Primärenergieträger Öl und Kohle fast in Vergessenheit. Durch die Ölkrise in den 70er Jahren erwachte erneut das Interesse an der Nutzung der Windenergie, die als allorts in Höhenlagen und Küstennähe heimische Energie die Palette der Energiequellen zu ergänzen vermag.

Viele mittelständische Unternehmen in den Küstenländern Nordeuropas entwickeln seit den 80-er Jahren kleinere und technisch realisierbare Windkraftanlagen mit Leistungen im Bereich von 10 bis 300 kW. Im August 1987 wurde der erste deutsche Windpark "Westküste" eingeweiht.

Weitere Windparks folgten, und parallel dazu wurden neue Konzepte von Windkraftanlagen (WKA)

mit Leistungen größer als 1 MW entwickelt. Die Errichtung von Windkraftanlagen wurde einerseits seit 1986 aus öffentlichen Mitteln gefördert, z.B. durch das von 1989 bis Anfang 1995 laufende 250-MW-Wind-Programm /BMFT, 250-MW-Förderprogramm, 1989/ des Bundesministeriums für Forschung und Technik (BMFT), andererseits ermöglicht das seit 1991 geltende Stromerzeugungsgesetz und seit 1.4.2000 das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) an vielen Standorten einen wirtschaftlichen Betrieb. Diese finanziellen Unterstützungsmaßnahmen führten dazu, daß sich die installierte Gesamtleistung von Windkraftanlagen in Deutschland von Jahr zu Jahr vervielfachte und gleichzeitig ein mittelständig geprägter Industriezweig mit mehr als 70.000 Arbeitsplätzen (2008) entstand.

Durch den finanziellen Anreiz und die technische Weiterentwicklung existieren ausgereifte 500- bis 6000-kW-Anlagen auf dem Markt; die Klasse bis 6-MW für den On- und Offshore-Einsatz ist in Proto-Typen verfügbar.

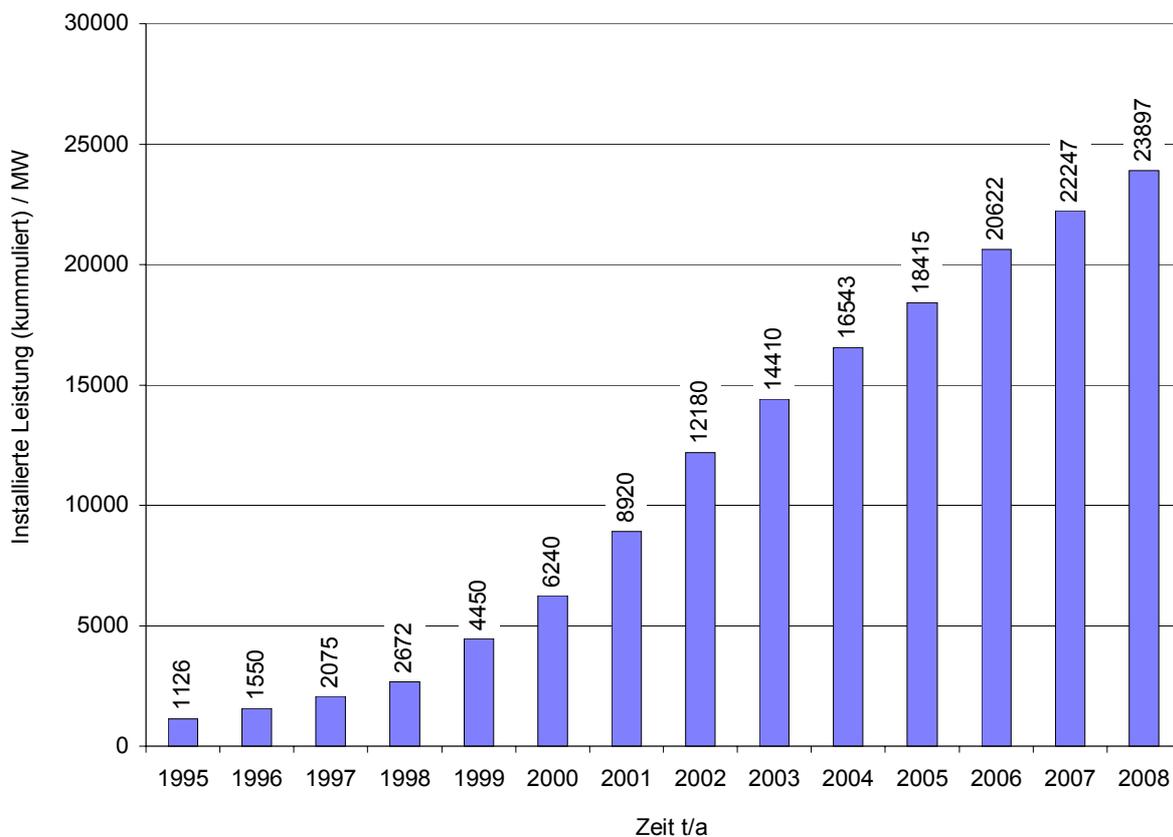


Abb. 4.5: Installierte Leistungen der Windkraftanlagen in Deutschland

4.2 Entstehung des Windes

Durch die unterschiedlichen Erwärmungen der Erdoberfläche entstehen in der Atmosphäre unterschiedliche Druckzustände. Dabei dehnt sich die wärmere Luft aus, wird leichter und steigt auf, es entsteht ein Tiefdruckgebiet. Diese Luft strömt in die obere Schichten der Atmosphäre und kühlt sich dabei ab. Die kühle Luft sinkt wieder in Richtung Erdoberfläche zurück. Beim Absinken verdichtet sich die Luft, so dass hier ein Hochdruckgebiet entsteht. Nahe der Erdoberfläche erfolgt zwischen diesen Druckgebieten ein Ausgleich, der als Wind wahrgenommen wird. Die Abbildung 4.6 zeigt die durchschnittliche Lufttemperatur in Abhängigkeit vom geographischen Ort. Erkennbar ist hier, dass die Differenz der Temperaturen in den äquatorialen Breiten bis zu 80 Kelvin über den

der polaren Regionen liegen kann. Die am Äquator erwärmte Luft steigt auf und transportiert dabei Wasser in die oberen Luftschichten was zu einer vermehrten Wolkenbildung führt. Durch die nachströmende Luft werden diese Wolkenmassen in Richtung Norden beziehungsweise Süden verdrängt und kühlen sich ab. Dabei verlieren die Luftmassen immer mehr die Fähigkeit, Feuchtigkeit zu speichern, so dass es auf der Erdoberfläche zu einem verstärkten Abregnen dieser Wolkenmassen kommt. Diese Form von Regen ist beispielsweise im asiatischen Raum als Monsun bekannt. Die immer wasserdampfärmere Luft strömt weiter in Richtung der Pole. Die Luftmassen kühlen sich dabei ab, so dass die Luft hier absinkt und sich Hochdruckgebiete bilden. Die Ausgleichswinde zwischen den äquatorialen Tiefdruck- und den Hochdruckgebieten in der Nähe des nördlichen und südlichen Wendekreises sind im atlantischen Raum als Passatwinde bekannt (siehe Abbildung 4.7).

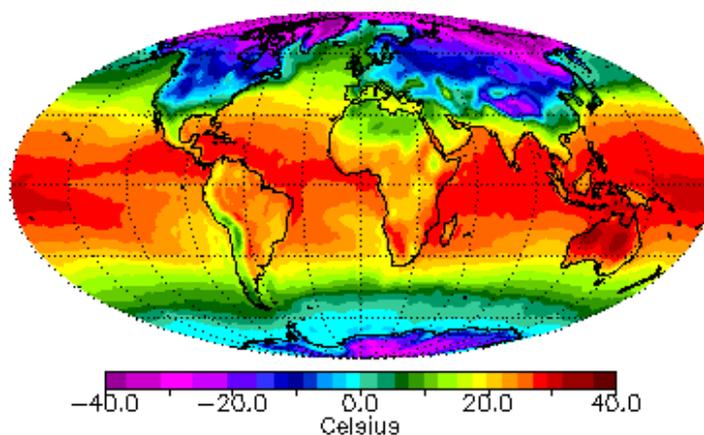


Abb. 4.6: Erwärmungsunterschiede auf der Erde

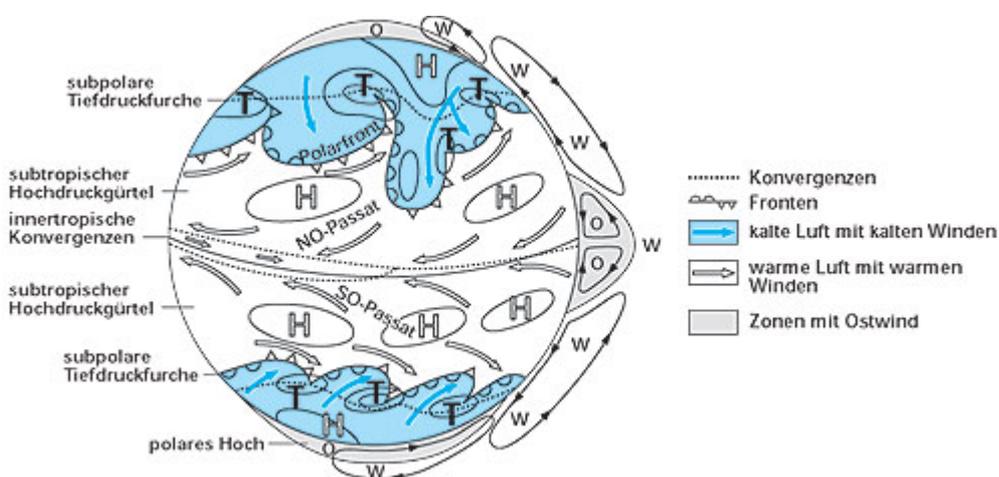


Abb. 4.7: Ausgleich zwischen Tiefdruck- und Hochdruckgebieten

Eines der bedeutendsten Phänomene für die Windenergienutzung ist die Zunahme der Windgeschwindigkeit in größerer Höhe. Diese steigt an, da die Verluste durch Reibung mit der Höhe geringer werden. Für die Bestimmung der Geschwindigkeit in einer bestimmten Höhe müssen eine höhenbezogene Referenzgeschwindigkeit v_{ref} und die Rauigkeit der Oberfläche α bekannt sein. Für diese Berechnung kommt der Potenzsatz nach HELLMANN zu Anwendung. In den unteren Luftschichten wird die Luftbewegung durch die Rauigkeit des Geländes bzw. die

lokale Topographie und Struktur der Erdoberfläche bestimmt. Mit zunehmender Höhe über dem Boden nimmt die Reibung der Luft an der Erdoberfläche ab und an Stetigkeit zu.

Die Winde kommen bis zum Übergang in die freie Atmosphäre in ca. 1000 km Höhe auf der Erde vor; in dieser Höhenlage treten Moleküle nur noch außerordentlich selten auf. Etwa 2,5% der auf die Atmosphäre auftreffenden Strahlungsenergie wird in Luftströmungen umgesetzt und der Wind somit Träger kinetischer Energie. Die Gesamtleistung des Windes liegt bei $4,3 \cdot 10^{12}$ kW (= 4300000GW). Von dieser Energie ist jedoch nur ein geringer Teil nutzbar.

4.2.1 Atmosphärenschichten

Die Atmosphäre kann in mehrere Schichten unterteilt werden. Über der Troposphäre, die die unterste Schicht bis in eine Höhe von ca. 12 km bildet, folgt die Stratosphäre, die sich bis in einen Höhenbereich von etwa 50 km erstreckt. Darüber folgen die Mesosphäre bis in 85 km Höhe und bis ca. 650 km die Thermosphäre. Diese wird von der Exosphäre überlagert, die sich in die freie Atmosphäre des Weltalls bis in eine Höhe von ca. 90.000 km erstreckt. Zwischen den einzelnen Schichten befinden sich noch die Tropopause, die Stratopause und die Mesopause. Einen Überblick über die Atmosphärenschichten gibt die Abbildung 4.8.

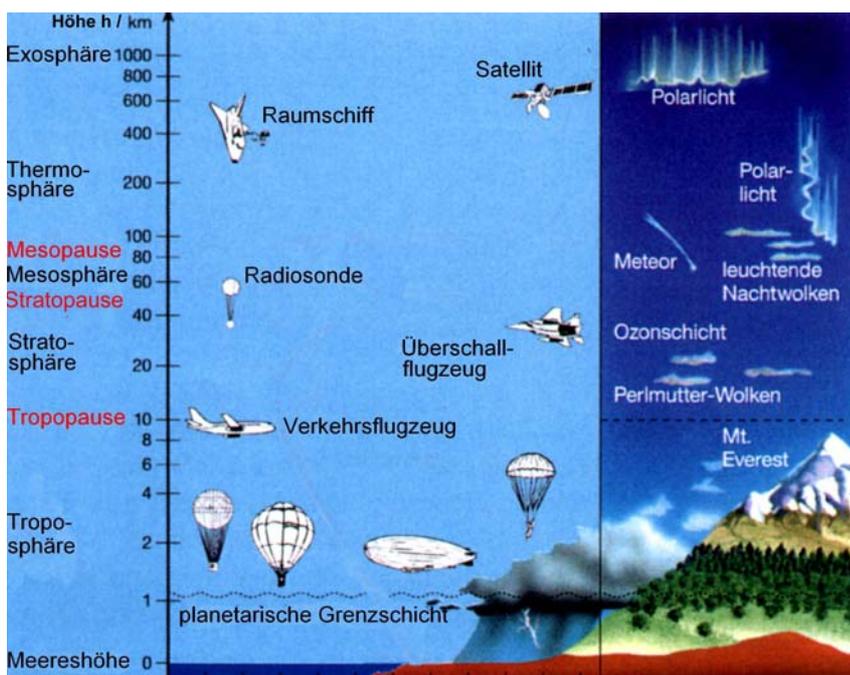


Abb. 4.8: Schichten in der Atmosphäre /Deutscher Wetterdienst/

4.2.2 Windströmung

In der untersten Schicht der Atmosphäre bis in eine Höhe von ca. 12 km (Troposphäre) entsteht das Wetter durch die Wolkenbewegung. Hierbei gibt es ausgeprägte Windströmungen, die sich durch polare Ost- und Westwinde auf der Nord- und Südhalbkugel ausdrücken und den Passaten, die entlang des Äquatorgürtels wehen. Die Zirkulation der beschriebenen Winde erfolgt über-

wiegend zwischen bestimmten Breitengraden, die als Windzellen bezeichnet werden. Durch das Zusammenströmen der verschiedenen Windrichtungen, bei der sich die kalten Lüfte, die zu Boden sinken, unter die warmen Luftmassen schieben, die nach oben steigen, beschreiben so die Winde zum Teil eine kreisförmige Bewegung. Zwischen der Troposphäre und der darüberliegenden Stratosphäre kommt es auf Grund der großen Temperatur- und Druckunterschiede in diesem Bereich außerdem zu hohen bandförmigen Windbewegungen, den sogenannten Strahlströmen. Die Strahlströme (engl.: Jet-streams) können Geschwindigkeiten von bis zu 600 km/h erreichen /Göbel/.

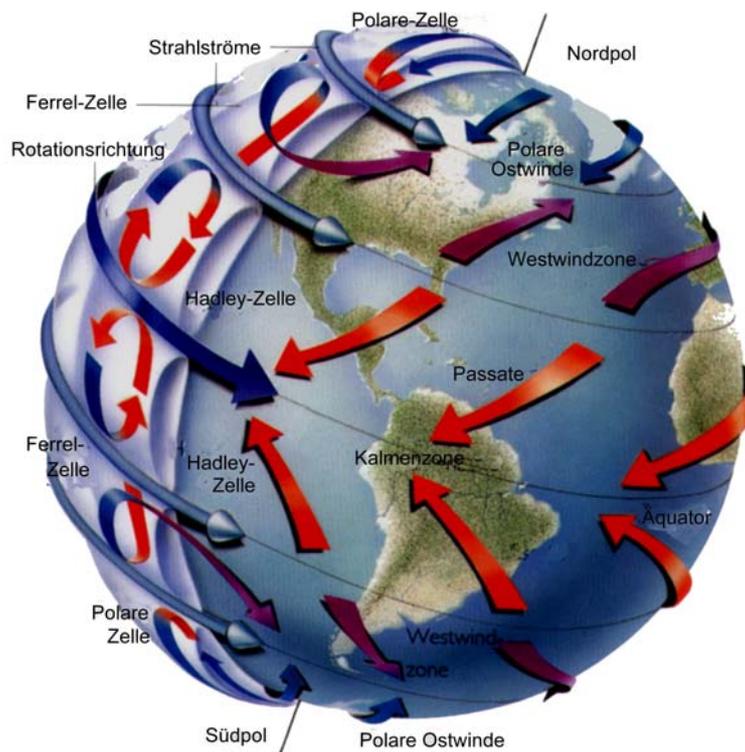


Abb. 4.9: Windströmungen in der troposphärischen Atmosphäre /Dr. Göbel/

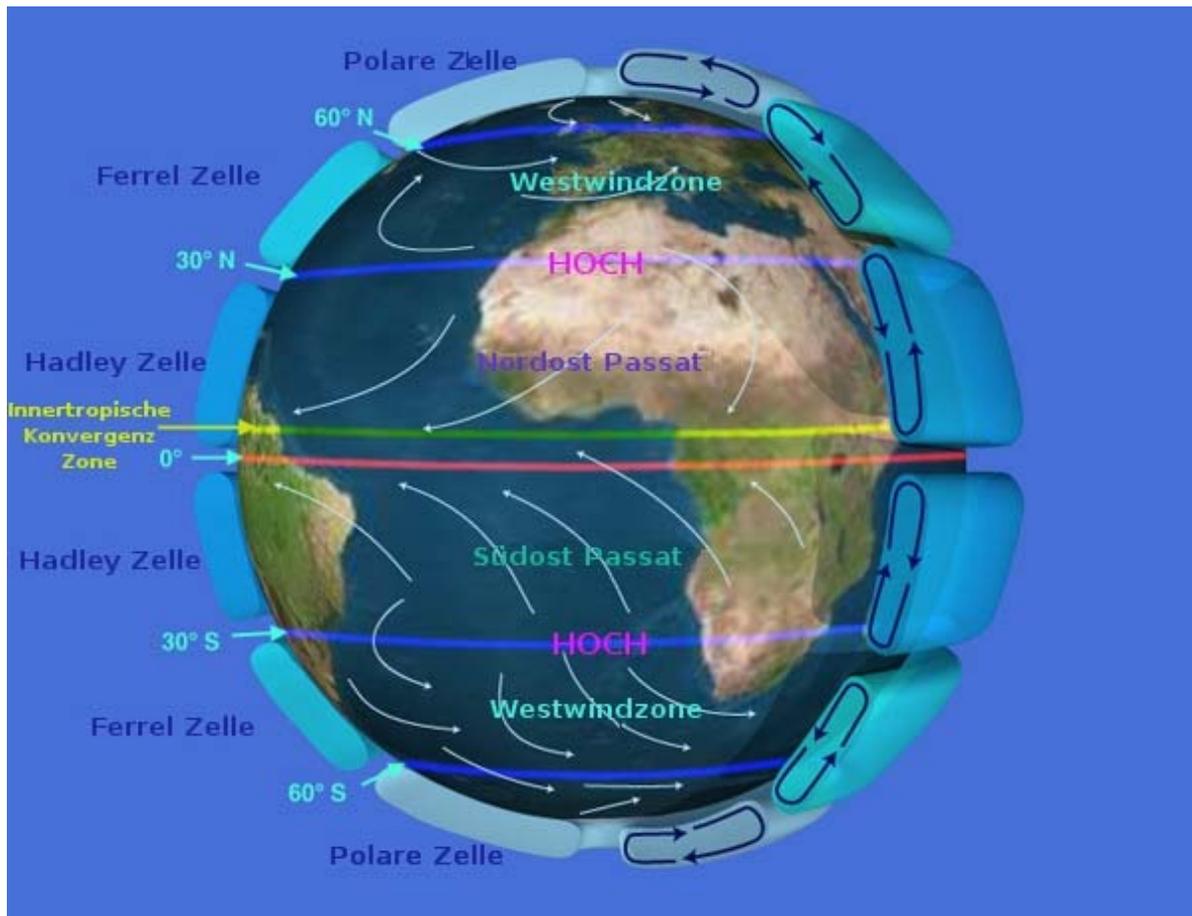


Abb. 4.10: Windzonen und Windzellen

Neben der globalen Konvektion des Windes bestehen auch kleinskalige Luftzirkulationen, wie etwa die See-Land-Brise in der Nähe von Küsten und großen Seen. Hierbei erwärmt die Sonneneinstrahlung am Tag die Landoberfläche, was zu aufsteigenden Luftmassen führt, die sich über dem Meer, durch die deutlich niedrigeren Temperaturen wieder abkühlen und dabei auch wieder absinken.

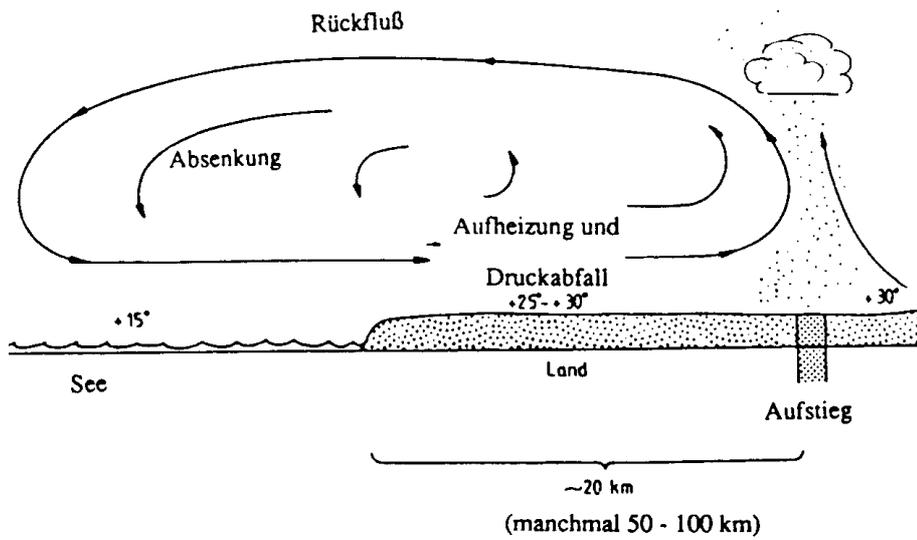
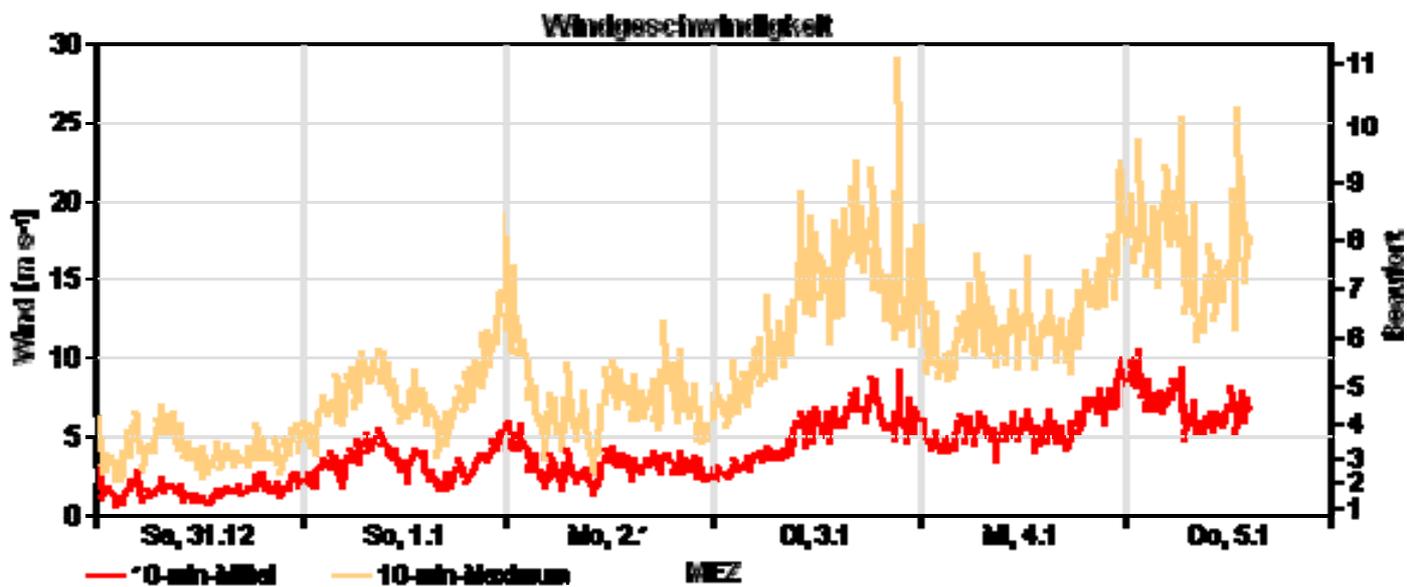
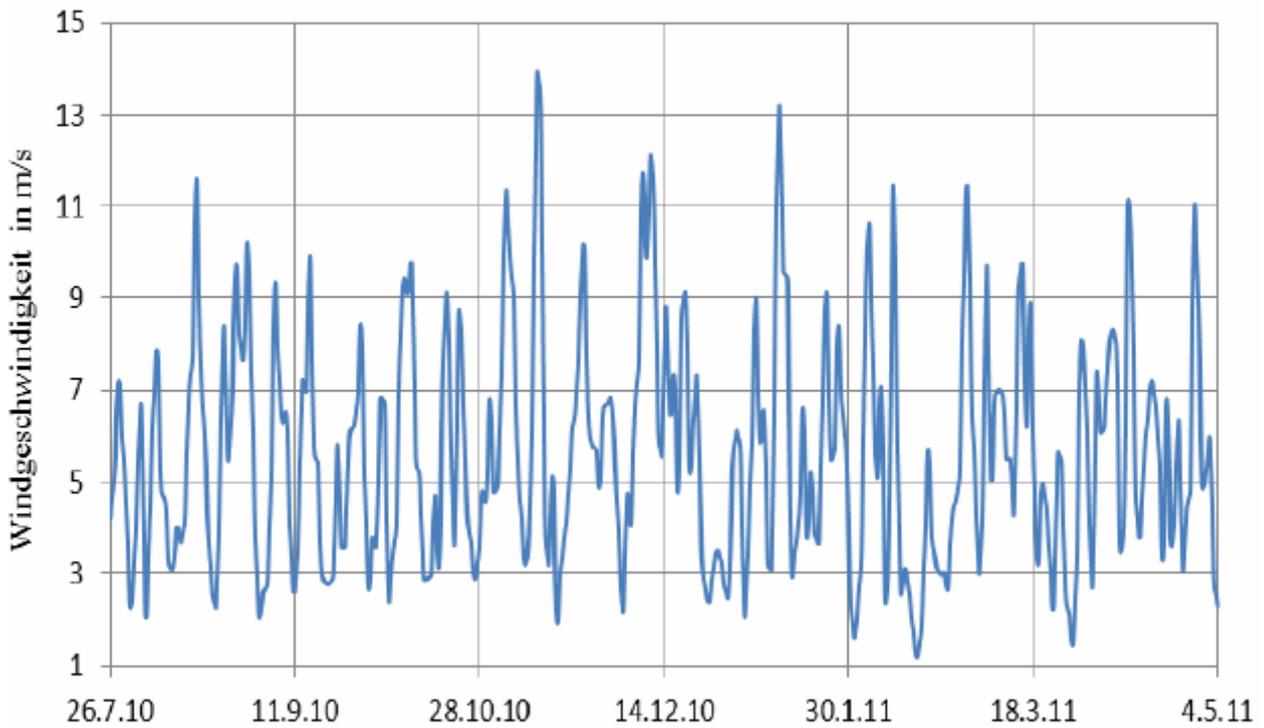


Abb. 4.11: Entstehung der “See-Land-Brise” (lokale Ausgleichswinde)

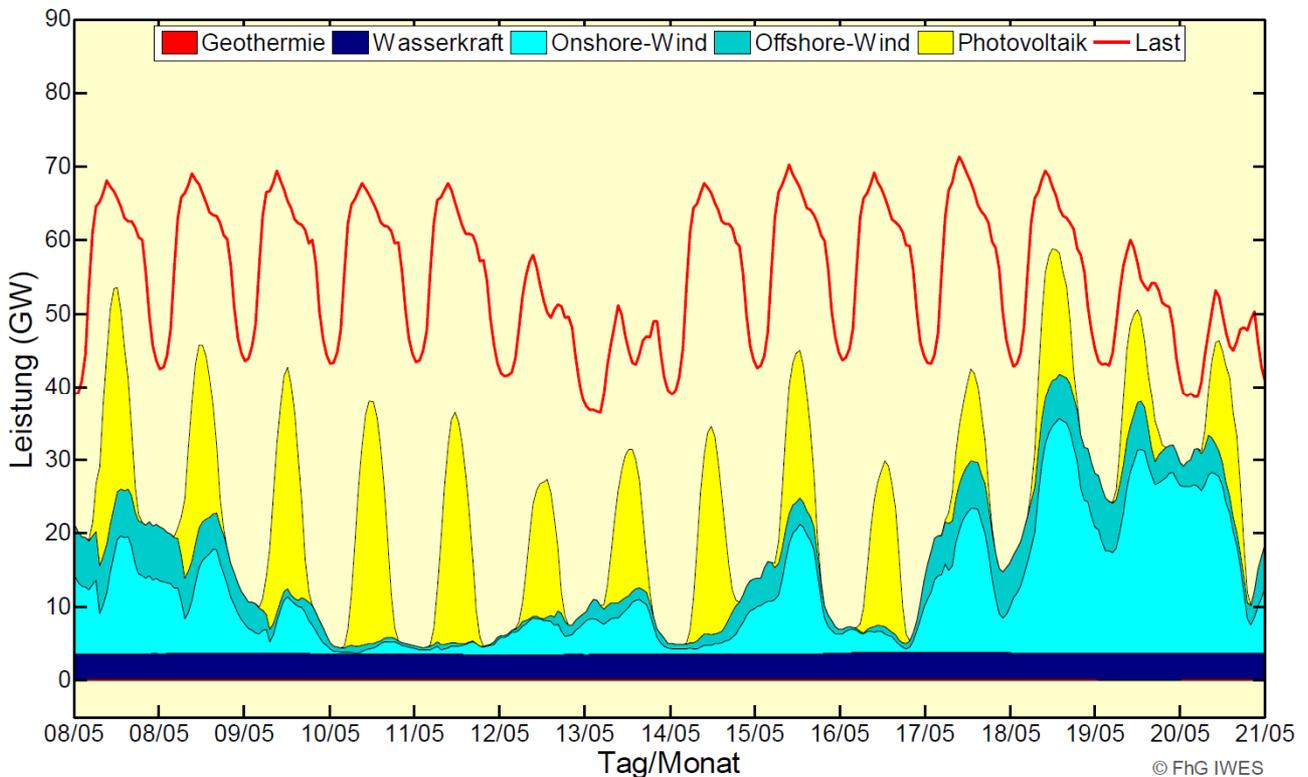


Gemessene Windgeschwindigkeit in Münster, 1. Woche 2012

Quelle: http://www.uni-muenster.de/klima/wetter/grafiken_last_day.php



Gemessene Windgeschwindigkeit an einem potentiellen Standort in 134 m Höhe (= Nabenhöhe) über 10 Monate.



Notwendigkeit von Speichern - Ausgewählter 2-Wochenverlauf der nationalen Einspeisung nicht-regelbarer EE für 2020 (Wetterjahr 2006)

Quelle: „Leitstudie 2010“ – DLR, Fraunhofer IWES, IfnE (Förderer BMU)

4.3 Windressourcen in Europa

Der mittlere geostrophische Wind in Nordeuropa, der ungefähr dem Wind in 1.500 m Höhe entspricht, ist in Abbildung 4.12 dargestellt. Ein Gradient im Windklima von Nord-West nach Süd-Ost ist dabei erkennbar, mit Windgeschwindigkeiten zwischen ca. 13 m/s bis 9 m/s.

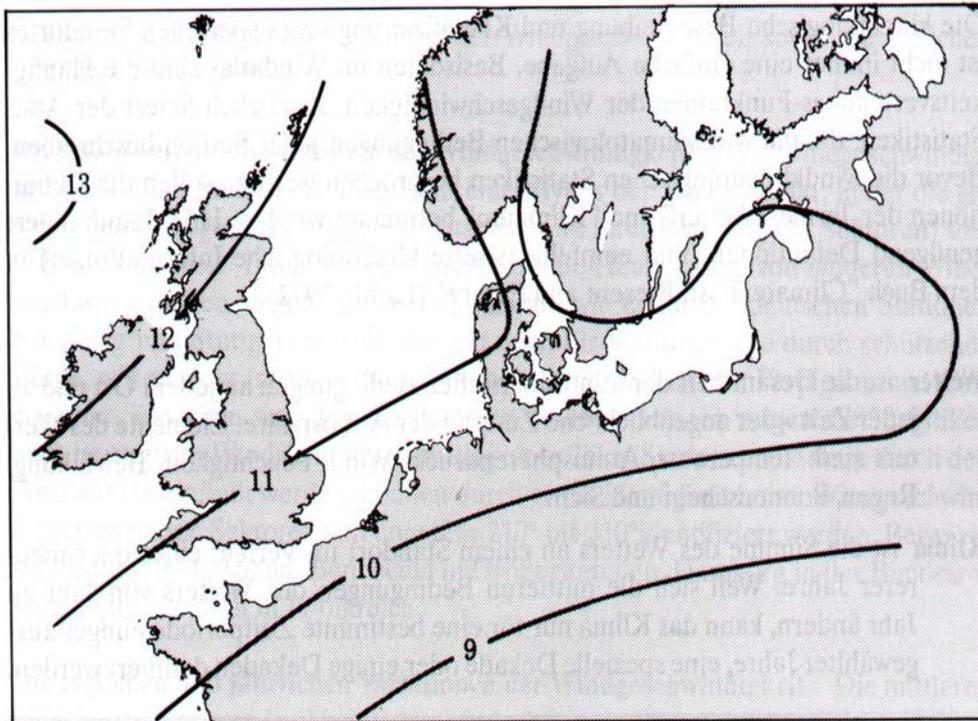
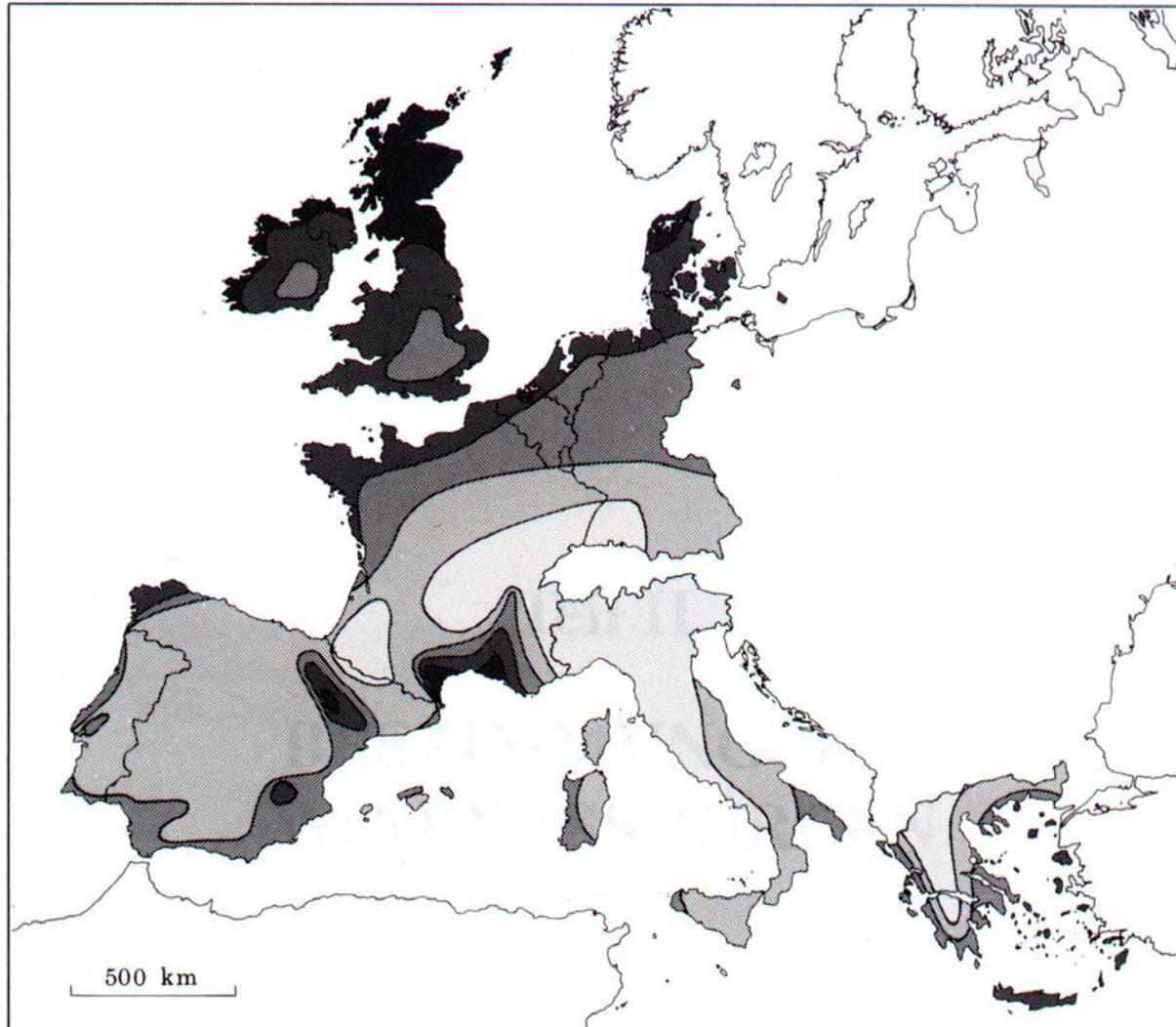


Abb. 4.12: Mittlerer geostrophischer Wind über Nordeuropa [m/s]

Die europäischen Windressourcen sind in der Abbildung 4.13 für 50 m über Grund angegeben. In der dazugehörigen Tabelle ist die mittlere Windgeschwindigkeit und Windleistungsdichte für fünf verschiedene topographische Bedingungen geschütztes Gelände, offenes Land, Meeresküste, offenes Meer, Hügel und Käme angegeben.



Windressourcen¹ in 50 Meter Höhe über Grund für 5 verschiedene topographische Bedingungen

	Geschütztes Gelände ²		Offenes Land ³		Meeresküste ⁴		Offenes Meer ⁵		Hügel und Kämm ⁶	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
■	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
■	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
■	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
■	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
■	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

¹ bei einer Luftdichte von $1,23 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$, entsprechend einem Standarddruck auf Meereshöhe und einer Temperatur von $15 \text{ }^\circ\text{C}$

² besiedeltes Gelände, Wälder und landwirtschaftliches Gelände mit vielen Windhindernissen; Rauigkeitsklasse 3

³ offene Landschaft mit wenig Windhindernissen; Rauigkeitsklasse 1

⁴ Klasse gehört zu einem geraden Küstenstreifen, einer gleichmäßigen Windrose und einer Geländeoberfläche mit wenigen Windhindernissen; Rauigkeitsklasse 1

⁵ Küstenentfernung $> 10 \text{ km}$; Rauigkeitsklasse 0

⁶ Standort auf einem Gipfel eines freistehenden achsial-symmetrischen Hügels mit einer Höhe von 400 m und einem Basisdurchmesser von 4 km

Abb. 4.13: Verteilung der Windressourcen in Europa

4.4 Regionale Windverteilung in Deutschland

Der Nord-Süd-Schnitt durch die Bundesrepublik Deutschland in Abbildung 4.14 zeigt den Einfluss der beiden Parameter 'Geländerauhigkeit' sowie 'Entfernung zur Küste' auf die Verteilung der Windgeschwindigkeit.

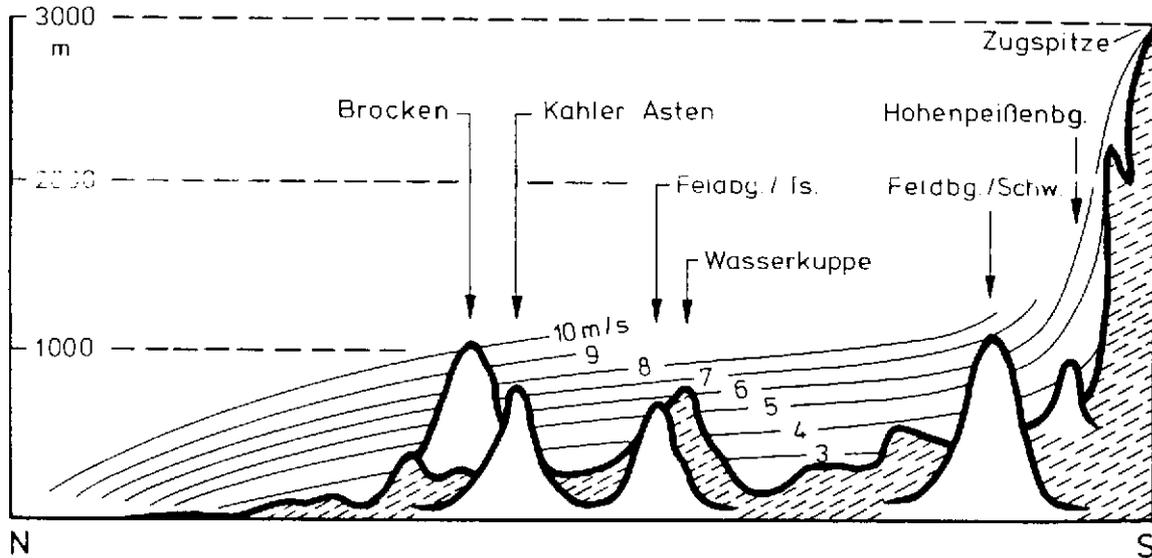


Abb. 4.14: Linien gleicher mittlerer Windgeschwindigkeiten in Deutschland (Vertikalschnitt Cuxhafen - Zugspitze)

Die hohen Windgeschwindigkeiten über dem Meer und den ebenen Landstrichen an der Küste werden durch die zunehmende Rauigkeit der Erdoberfläche im Landesinneren abgemindert. Mit wachsendem Abstand zur Küste findet dabei eine Verdrängung der hohen Windgeschwindigkeiten in immer größere Höhen statt. Aus diesem Grund werden dort höhere Windgeschwindigkeiten vornehmlich nur noch auf den Höhenlagen der Mittelgebirge, die in die nach oben verlagerten Isoventenflächen¹ hineinragen, erreicht.

Werden innerhalb Deutschlands an verschiedenen Orten gemessene Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund auf die gesamte Gebietsfläche übertragen, zeigen sich die in Abbildung 4.15 dargestellten Zusammenhänge.

¹ Isoventen: Linien gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit

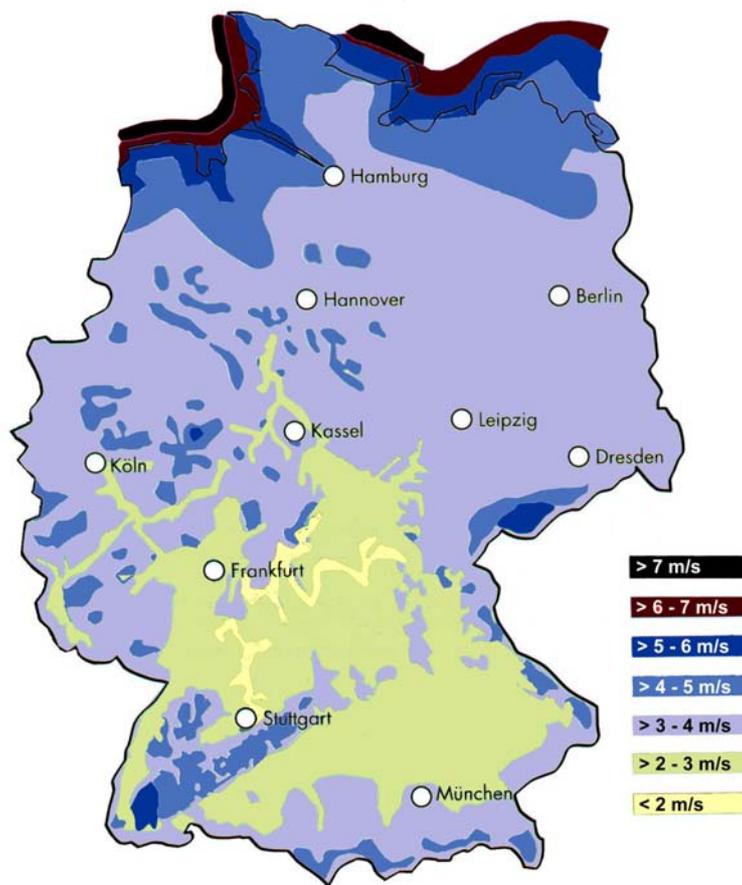


Abb. 4.15: Mittlere Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe in Deutschland

Aus den beiden oben dargestellten Abbildungen lassen sich die für die Nutzung der Windenergie bevorzugten Regionen erkennen. Dies ist zum einen der Küstenbereich in Nord-Deutschland mit den günstigsten Windgeschwindigkeiten. Zusätzlich ist aber auch im Binnenland an den exponierten Höhenlagen der Mittelgebirge mit günstigen Windverhältnissen zu rechnen, so daß auch dort die im Wind enthaltene Energie sinnvoll genutzt werden kann.

4.5 Voraussetzungen einer ökonomisch sinnvollen Windenergienutzung

Der wirtschaftliche Betrieb von Windkraftanlagen ist im besonderen Maße von den standortspezifischen Windverhältnissen abhängig. Diese sind regional sehr unterschiedlich und können sich insbesondere bei Binnenlandstandorten auf engstem Raum ändern. Um eine realistische Ertragsprognose für einen potentiellen Standort durchführen zu können, müssen aber nicht alle einzelnen Faktoren, die auf die Entstehung des Windes einwirken, betrachtet werden.

Wichtig sind die mittlere Windgeschwindigkeit sowie deren Höhenabhängigkeit, die Häufigkeitsverteilung, die Windrichtung und die topographischen Strukturen am Standort. Darüber hinaus sind die Daten über die Qualität und Quantität der Windverhältnisse nicht nur für das zu erwartende wirtschaftliche Ergebnis von Bedeutung, sondern auch um die optimale standort-spezifische Anpassung und Auslegung eines Windkraft-Konverters zu gewährleisten. Die o.g. Faktoren werden im folgenden Abschnitt exemplarisch erläutert.

4.5.1 Windschwelligkeit

Den größten Einfluss auf die Höhe des erwirtschafteten Ertrages einer WKA hat die mittlere Windgeschwindigkeit. Dies liegt darin begründet, daß der Energieertrag eines Windkraft-Konverters bis zur Nennleistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt (siehe Kapitel 4.6). Beispielsweise führt eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit ohne Veränderung anderer Faktoren zu einer Verachtfachung der Leistung. Der genannte Zusammenhang unterstreicht die immense Bedeutung dieser natürlichen Bestimmungsgröße für die wirtschaftliche Nutzung der Windenergie.

Erste Informationen über die vorliegenden Windverhältnisse an einem potentiellen Standort liefern beispielsweise die vom Deutschen Wetterdienst (DWD) herausgegebenen Windkarten. Bei einer kleinräumigen Analyse, wie es im Hinblick auf die Nutzung der Windkraft bzw. für die Evaluierung eines konkreten Standortes notwendig ist, können sich die dargestellten Werte aber durchaus verschieben. Dies gilt im besonderen Maße für Flächen in Mittelgebirgslagen, die durch eine komplexe Topographie geprägt sind. Daher ist für eine konkrete Standortevaluierung die Messung der lokalen Windgeschwindigkeiten zu empfehlen.

Die Windgeschwindigkeit wird häufig nach der Beaufort-Skala in 12 Klassen eingeteilt. In Tabelle 4.1 ist die Zuordnung zur Windgeschwindigkeit in m/s sowie zur heute in der Seefahrt noch anzutreffenden Einteilung in Knoten dargestellt.

Windstärke nach Beaufort		Windgeschwindigkeit		Wirkung des Windes
		m/s	Knoten	
0	Still	0,0 - 0,2	0 - 1	Rauch steht senkrecht
1	sehr leicht	0,3 - 1,5	1 - 3	Rauch steht schräg
2	Leicht	1,6 - 3,3	4 - 7	Luftzug eben fühlbar
3	Schwach	3,4 - 5,4	8 - 11	Blattbewegung an Bäumen
4	Mäßig	5,5 - 7,9	12 - 15	Zweigbewegung an Bäumen
5	Frisch	8,0 - 10,7	16 - 21	Astbewegung an Bäumen
6	Stark	10,8 - 13,8	22 - 27	Heulen des Windes
7	Steif	13,9 - 17,1	28 - 33	Baumbewegung; überstürzende Wellen
8	Stürmisch	17,2 - 20,7	34 - 40	Stämme biegen sich; schweres Gehen
9	Sturm	20,8 - 24,4	41 - 47	Dachziegel fallen
10	schwerer Sturm	24,5 - 28,4	48 - 55	Bäume fallen um
11	Orkanartiger Sturm	28,5 - 32,6	56 - 63	zerstörende Wirkung schwerer Art
12	Orkan	32,7 - 36,9	64 - 71	Mauern stürzen um; allg. Verwüstung

Tab. 4.1: Windstärke und Windgeschwindigkeit

4.5.2 Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit

Mit zunehmender Höhe über dem Erdboden wächst die Windgeschwindigkeit aufgrund der ab-

nehmenden Bodenreibung (vgl. Kapitel 4.4). Zur quantitativen Beschreibung der Windgeschwindigkeit in der vorgesehenen Nabenhöhe² der WKA, muß deshalb die in einer definierten Höhe gemessene Windgeschwindigkeit auf die `Arbeitshöhe` der Anlage umgerechnet werden. Dies erfolgt nach dem Ansatz von Hellmann:

$$v(h_2) = v(h_1) \cdot \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^a$$

mit: $v(h_2)$ Windgeschwindigkeit in der zu berechnenden Höhe
 $v(h_1)$ Windgeschwindigkeit in Messhöhe
 a Rauigkeitsexponent

Die richtige Einschätzung des Exponenten (a) ist relativ schwierig, weil dieser im wesentlichen von der lokalen Geländerauhigkeit sowie der thermischen Schichtung der Atmosphäre abhängt.

Je rauer das den Standort umgebene Gelände ist, desto stärker ist die Windgeschwindigkeitszunahme mit steigender Höhe über Grund. Die in der Literatur angegebenen Werte für verschiedene Geländestrukturen sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

Beschreibung des Geländes	Exponent a
Offenes Gelände ohne Hindernisse	0,10
Offenes Gelände mit wenigen und niedrigen Hindernissen, z.B. flaches Gras- und Ackerland mit nur wenigen Bäumen, Küsten, flache Inseln, inländische Seen	0,16
Gelände mit gleichförmig gestreuten Hindernissen von 10 bis 15 m Höhe, z.B. Wohnsiedlungen, kleine Städte, Wälder, Gebüsch, kleine Felder mit Büschen und Hecken	0,28
Gelände mit großen und ungleichmäßig gestreuten Hindernissen, z.B. große Städte, stark unebenes Gelände mit vielen hohen Hindernissen, wie Bäume u.s.w.	0,40

Tab. 4.2: Rauigkeitsexponenten für verschiedene Geländestrukturen

Beispiel: In Messhöhe $h_1 = 10$ m wurden an zwei Standorten (Flachland und Mittelgebirge) die gleichen Windgeschwindigkeiten $v_1 = 4,5$ m/s gemessen. Für $a = 0,16$ (Flachland) und $0,40$ (Mittelgebirge) ergeben sich folgende Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen:

	v_1 [m/s]	v in 20 m Höhe	v in 50 m Höhe	v in 100 m Höhe
Flachland	4,5	5,03	5,82	6,50
Mittelgebirge	4,5	5,93	8,57	11,3

Tab. 4.3: Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen und Geländelagen

² als `Arbeitshöhe` oder `Nabenhöhe` der Anlage wird die Höhe bezeichnet, in der die Rotorblätter durch die Nabe mit dem Triebstrang verbunden sind.

4.5.3 Häufigkeitsverteilung

Zur Standortbeurteilung ist die möglichst genaue Kenntnis der zu erwartenden mittleren Windgeschwindigkeit von entscheidender Bedeutung. Allerdings gibt dieser Parameter keinen Aufschluss über die Windschwankungen, d.h. die Vorkommenshäufigkeit höherer und niedrigerer Windgeschwindigkeiten.

Diese Information ist in der sogenannten Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit enthalten. Der Wert wird dabei auf die 8760 Gesamtstunden eines Jahres bezogen und gibt an, wie viel Prozent bzw. Stunden im Jahr jedes betrachtete Windgeschwindigkeitsintervall vorkommt. Hierbei zeigt sich ein typischer Verlauf, der an potentiellen Standorten im vertretbaren Toleranzrahmen annähernd identisch ist. Dabei sind im Bereich der jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit jeweils die höchsten Auftrittswahrscheinlichkeiten gegeben. Liegt eine relativ niedrige mittlere Windgeschwindigkeit vor, nehmen diese Wahrscheinlichkeiten vergleichsweise hohe Werte an, die jedoch nur auf einen kleinen Geschwindigkeitsbereich beschränkt sind. Mit zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit nimmt die Höhe der maximalen Auftrittswahrscheinlichkeit ab, und es kommt gleichzeitig zu einer deutlichen Vergleichmäßigung der Häufigkeitsverteilung.

Die Verteilungen können mit unterschiedlichen Wahrscheinlichkeitsfunktionen, die durch wenige Parameter beschreibbar sind, angenähert werden. Man unterscheidet dabei zwischen der Weibull- und der Rayleigh-Verteilung, deren Verlauf in Abbildung 4.16 gezeigt ist.

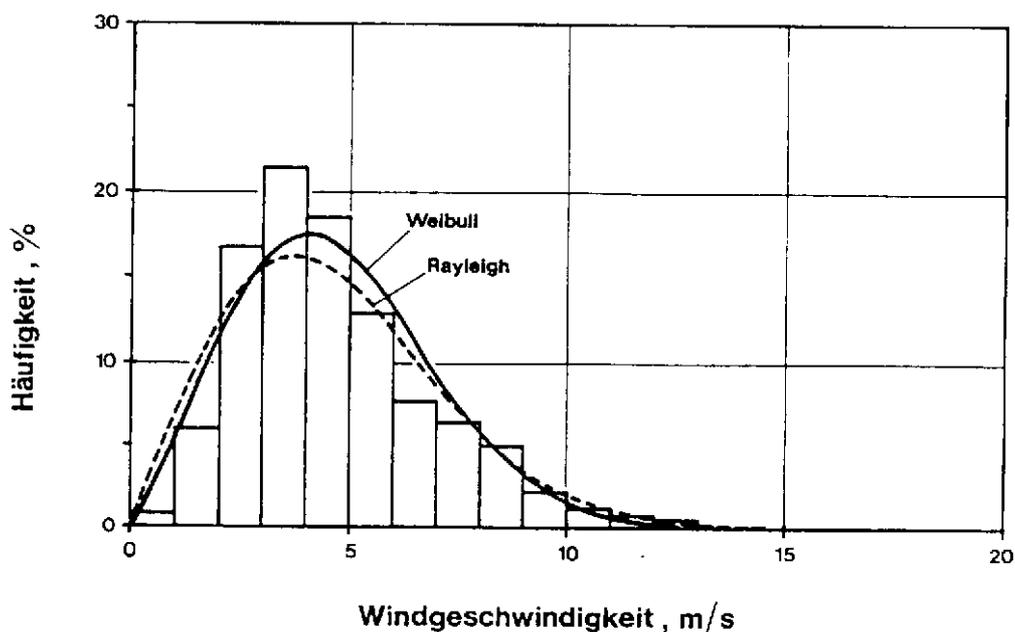


Abb. 4.16: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit

Die Voraussetzung zur Bestimmung der Weibull-Verteilung ist die Kenntnis der Bestimmungsgrößen 'Formparameter' und 'Skalierungsfaktor' des Standortes.

Zur Beurteilung des künftigen Standorts eines Windparks sind Kenntnisse über die Auftrittshäufigkeit niedriger sowie höherer Windgeschwindigkeit an diesem Ort notwendig. Die Häufigkeitsverteilungen können jeweils durch eine Weibull-Verteilung approximiert werden. Dabei lässt sich die Weibull-Verteilung analytisch durch zwei Parametern beschreiben: den Formparameter k und den Skalierungsfaktor A . Für den Fall, dass $k = 2$ ist, ergibt sich, als Spezialfall, die Rayleigh-Verteilung. Die Gleichung (3.2) [Gasch&Twele 2007] der Weibull-Verteilung wird durch die folgen-

de Beziehung angegeben:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (4.1)$$

mit

$f(v)$	Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in (%)
v	betrachtete Windgeschwindigkeitsstärke in (m/s)
k	Formparameter
A	Skalierungsfaktor in (m/s)

Formparameter k : Der Formparameter k ist ein Maß für die Gleichverteilung der Häufigkeit am untersuchten Standort. Dabei kennzeichnen größere k Werte ein relative häufiges Vorkommen starker Winde. Dagegen beschreiben kleine Werte einen schmalen Verlauf der Verteilung.

Skalierungsfaktor A : Der Skalierungsfaktor A als zweiter Parameter der Weibull-Verteilung ist direkt mit der mittleren Windgeschwindigkeit v_m verknüpft und lässt sich mit der Gleichung (3.3) [Gasch&Twele 2007] errechnen.

$$A = \frac{2}{\sqrt{\pi}} v_m$$

Ist dagegen nur die mittlere Windgeschwindigkeit eines Standortes bekannt, wird die Rayleigh-Verteilung zur Häufigkeitsermittlung verwendet, die sich nach folgender Formel errechnet:

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \left(\frac{v}{v_m}\right) \cdot e^{-\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot \left(\frac{v}{v_m}\right)^2}$$

mit:	$f(v)$	Aufkommenshäufigkeit der betrachteten Windgeschwindigkeit
	v	betrachtetes Windgeschwindigkeits-Intervall
	v_m	mittlere Windgeschwindigkeit

Die Tabelle 4.4 und die Abbildung 4.17 enthalten die einzelnen Werte der Rayleigh-Verteilung in Prozent für mittlere Windgeschwindigkeiten v_m von 5, 6, 7, 8 und 9 m/s.

vm/m/s	f(v) / %												
	f(0)	f(1)	f(2)	f(3)	f(4)	f(5)	f(6)	f(7)	f(8)	f(9)	f(10)	f(11)	f(12)
5,000	0,000	6,090	11,084	14,209	15,206	14,327	12,169	9,438	6,733	4,441	2,716	1,545	0,818
6,000	0,000	4,270	7,998	10,758	12,313	12,647	11,939	10,489	8,642	6,710	4,926	3,427	2,264
7,000	0,000	3,155	6,014	8,326	9,924	10,738	10,803	10,233	9,196	7,878	6,456	5,072	3,827
8,000	0,000	2,425	4,674	6,594	8,068	9,031	9,469	9,418	8,954	8,177	7,196	6,117	5,033
9,000	0,000	1,921	3,731	5,332	6,643	7,610	7,610	8,442	8,343	7,959	7,356	6,601	5,762

	f(13)	f(14)	f(15)	f(16)	f(17)	f(18)	f(19)	f(20)	f(21)	f(22)	f(23)	f(24)
5,000	0,404	0,186	0,080	0,032	0,012	0,004	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6,000	1,421	0,849	0,483	0,262	0,136	0,067	0,032	0,014	0,006	0,002	0,001	0,000
7,000	2,777	1,940	1,306	0,848	0,531	0,321	0,187	0,105	0,057	0,030	0,015	0,008
8,000	4,012	3,102	2,328	1,698	1,203	0,829	0,556	0,363	0,230	0,142	0,086	0,050
9,000	4,898	4,060	3,284	2,594	2,001	1,509	1,113	0,803	0,566	0,391	0,264	0,175

Tab. 4.4: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für $v_m = 5, 6, 7, 8$ und 9 m/s

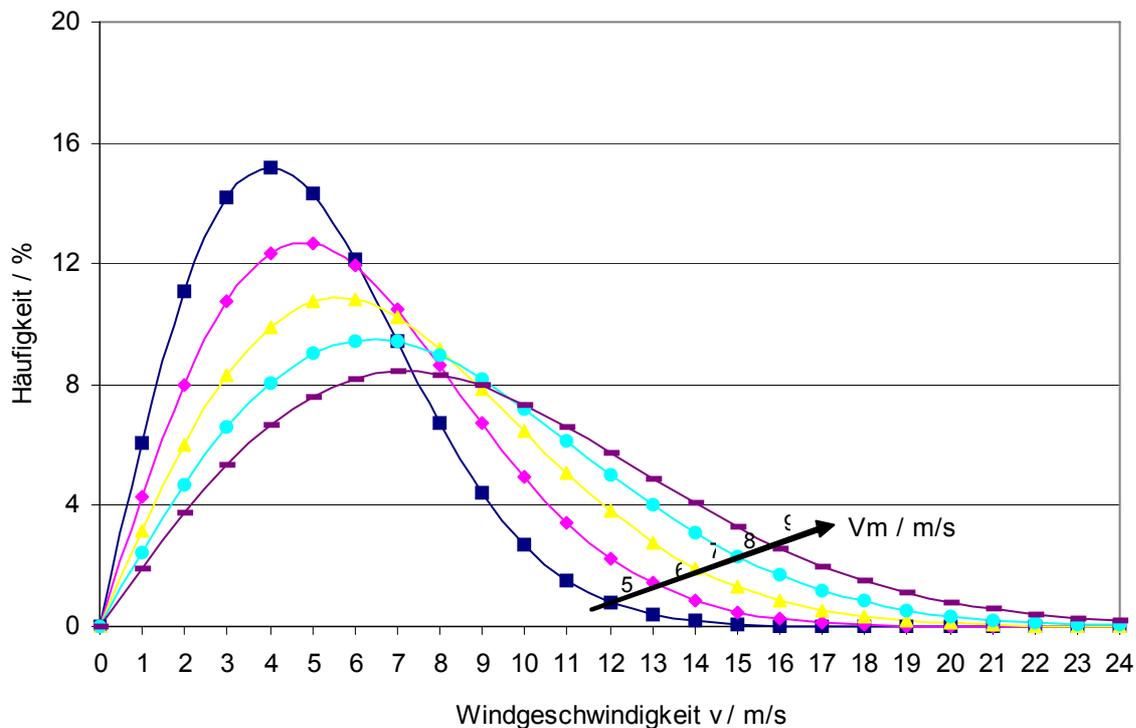


Abb. 4.17: Rayleigh-Verteilung für verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten v_m

4.5.4 Windrichtung

In der Meteorologie ist die Windrichtung als die Richtung definiert, aus der der Wind weht. Die Kenntnis dieses Faktors ist ebenfalls bei der Standortanalyse von Bedeutung. Liegt beispielsweise in dem betrachteten Areal eine Hauptwindrichtung vor, sollten die Luftströmungen sinnvollerweise nicht von windstörenden Hindernissen beeinflusst werden. Besteht weiterhin die Planung, einen Windpark mit mehreren Anlagen zu errichten, ist grundsätzlich ein Abschattungseffekt zwischen den Windkraft-Konvertern, insbesondere in Hauptwindrichtung, zu vermeiden. Infolge des vorherrschenden Westwindgürtels sind im Deutschland Winde aus Westen bis Südwesten am häufigsten.

4.5.5 Topographische Strukturen

Zusätzlich zum Windangebot hat die Struktur des Geländes entscheidenden Einfluss auf die Standortqualität. Insbesondere im Binnenland ist die topographische Lage des Standortes von großer Bedeutung, weil dort die Energieertragsbilanz einer WKA wesentlich von dem Parameter 'Meeresspiegelhöhe' abhängt. Aus dem genannten Grund bieten hochgelegene und freie Kuppenlagen in den Mittelgebirgen aus windklimatologischer Perspektive bevorzugte Standorte dar.

Der Effekt der höheren Windgeschwindigkeit über die Bergkuppen entsteht hierbei durch die Höhendifferenz zur Umgebung, wodurch die höher gelegenen Bereiche der Windgrenzströmung erreicht werden (vgl. Kapitel 4.4). Als eine ideale Voraussetzung für die effektive Nutzung der Windenergie können Gebiete bezeichnet werden, die weit ausgedehnt verlaufen und in der Hauptwindrichtung flach und ohne störende Objekte bis zur Kuppellage ansteigen.

4.6 Leistungsdichte des Windes

Windströmungen sind Träger kinetischer Energie; sie können im physikalischen Sinne Arbeit verrichten. Für jeden Ladungsträger gibt es spezifische Leistungsdichten, die das jeweilige Leistungsvermögen differenziert angeben.

Die kinetische Energie des Windes berechnet sich aus:

$$W = \frac{1}{2} m v^2 \quad m = \zeta A s = \zeta A v t$$

$$W = \frac{1}{2} \zeta A v^3 t$$

mit	W	→	Arbeit	[Nm = Ws = J]
	m	→	Masse des Windes	[kg]
	v	→	Windgeschwindigkeit	[m / s]
	ζ	→	Dichte der Luft	[kg/m ³]
	A	→	winddurchströmte Fläche	[m ²]

Um die maximale dem Wind entziehbare mechanische Leistung bestimmen zu können, muß man von folgenden Ansätzen ausgehen:

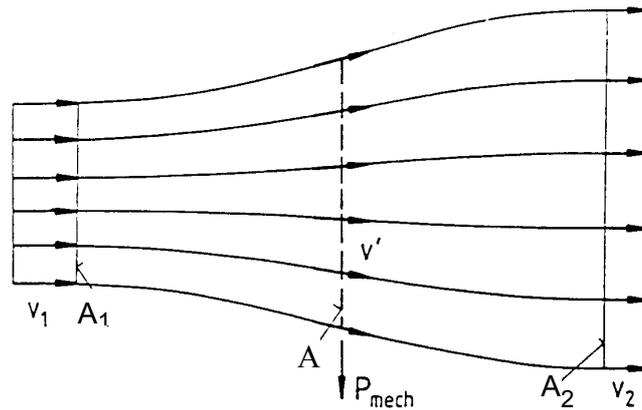


Abb. 4.18: Strömungsverhältnisse beim Entzug mechanischer Leistung aus einem Luftstrom

$$W = \frac{\zeta}{2} A v^3 t = \frac{1}{2} m v^2,$$

$$\frac{dW}{dt} = P_0 = \frac{\zeta}{2} A v^3 = \frac{1}{2} \dot{m} v^2, \quad \dot{m} = \zeta A v$$

P_0 = Leistung einer Windfläche, die sich mit der Geschwindigkeit v bewegt.

Die dem Wind entnehmbare Leistung ist $P_{\text{mech}} < P_0$

$$P_{\text{mech}} = \frac{\zeta}{2} (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) = \frac{\zeta}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{gem. Abb. 4.15}$$

mit	P_{mech}	→ dem Windstrom entzogene mechanische Leistung	[W]
	ρ	→ Dichte der Luft	[kg / m ³]
	v_1	→ anströmende Luft	[m / s]
	v'	→ Durchströmgeschwindigkeit	[m / s]
	v_2	→ Windgeschwindigkeit nach dem Wandler	[m / s]
	A_1	→ Bezugsfläche vor dem Wandler	[m ²]
	A	→ Bezugsfläche am Wandler	[m ²]
	A_2	→ Bezugsfläche nach dem Wandler	[m ²]

Man erkennt, daß der gleichbleibende Massenstrom bei abnehmender Windgeschwindigkeit eine Aufweitung des Querschnittes bewirkt.

Um unabhängig von beiden Flächen A_1 und A_2 zu sein, bestimmt man mit Hilfe des Impulssatzes v' und bezieht sich auf den Massendurchsatz:

$$v' = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad m = \zeta A v' t \quad \frac{dm}{dt} = \dot{m} = \zeta A v' = \frac{\zeta}{2} A (v_1 + v_2)$$

Eingesetzt in obige Gleichung erhält man:

$$P_{\text{mech}} = \frac{1}{4} \zeta A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)$$

Das Verhältnis der dem Wind entzogenen Leistung P_{mech} und der im Wind enthaltenen Leistung P_0 wird mit dem normierten Leistungsbeiwert c_p beschrieben:

$$c_p = \frac{P_{\text{mech}}}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \zeta A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \zeta A v_1^3}$$

mit $c_p \rightarrow$ Leistungsbeiwert []
 $P_0 \rightarrow$ im Windstrom enthaltene mechanische Leistung [W]

Der Leistungsbeiwert c_p ist nun eine Funktion der Luftgeschwindigkeiten vor und hinter dem Wandler, die bei $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$ ihr Maximum, den sogenannten "idealen Leistungsbeiwert" hat, auch "Betz-Faktor" genannt, da bereits im Jahre 1926 A. Betz diese Gesetzmäßigkeit formuliert hat.

$$c_{p \text{ max}} = \frac{16}{27} = 0,593 \text{ bei } \frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$$

Mit diesem Wert lässt sich auch das Verhältnis der Zuström- und der Abströmwindgeschwindigkeit $v_2 = \frac{v_1}{3}$ bestimmen.

Hierbei ist aber zu bedenken, daß diese Grundbeziehungen für einen idealen, verlustlosen Strömungsvorgang abgeleitet wurden und das Ergebnis ohne nähere Betrachtung des Windenergiewandlers gefunden wurde. Im realen Fall wird der Leistungsbeiwert immer kleiner als der Betz'sche Idealwert sein.

Realisierbarer maximaler Ausnutzungsgrad: $c_p = 0,3 \dots 0,45$

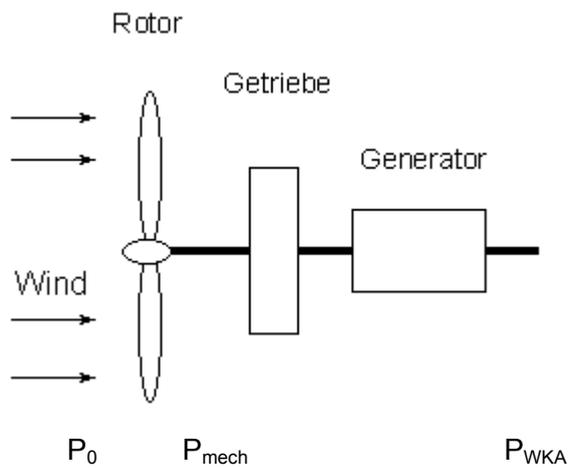
Dies entspricht einem Rotorwirkungsgrad von ungefähr: $\eta_R = 0,5 \dots 0,75$ (50%...75%)

Die Leistung, die ein Windenergiewandler dem Luftstrom entziehen kann, ergibt sich damit zu:

$$P_{\text{mech}} = \frac{1}{2} \zeta A v^3 c_{p \text{ max}} \eta_R = \frac{1}{2} \zeta A v^3 c_{p(\text{Rotor})}$$

mit:	ζ	Luftdichte = 1,293 kg/m ³ (20°C, 0m ü.NN.)
	A	Rotorkreisfläche = $\pi \cdot d^2/4$
	v	Windgeschwindigkeit
	c_{pmax}	idealer Leistungsbeiwert
	η_R	Wirkungsgrad des Rotors

Die weiteren Energiewandler Getriebe und Generator verursachen Verluste, was durch den Wirkungsgrad η_{GG} ausgedrückt wird.



$$\frac{P_{mech}}{P_0} = c_p \text{ (Rotor)}, \quad \frac{P_{WKA}}{P_{mech}} = \eta_{GG} \text{ (Getriebe + Generator)}$$

$$\underbrace{c_{pmax} \cdot \eta_R}_{c_p} \cdot \eta_{GG} = \eta_{WKA}$$

$$\boxed{P_{WKA} = \frac{1}{2} \zeta A v^3 \eta_{WKA}} \quad \frac{P_{WKA}}{P_0} = \eta_{WKA}$$

Die Leistung eines Windenergiewandlers steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit und linear mit der Rotorkreisfläche und somit quadratisch mit dem Rotordurchmesser.

$$A = \frac{d^2}{4} \pi \Rightarrow P_{WKA} = \frac{1}{2} \zeta \pi \frac{d^2}{4} v^3 \eta_{WKA}$$

In der nachfolgenden Tabelle ist die Gesamtleistung P_o des Windes und die Leistungswerte PE-66 einer Windkraftanlage (Enercon E-66) für verschiedene Windgeschwindigkeiten angegeben. Die Abbildung 4.19 gibt die zugehörigen Leistungsfunktionen grafisch wieder, mit einer typischen Anlaufgeschwindigkeit für Windkraftanlagen von etwa 3 m/s und einer Abschaltgeschwindigkeit von 24 m/s.

[kW]	v [m/s]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_o	0	2,2	17,7	59,7	141,5	276,5	477,7	758,6	1132,4	1612,3	2211,7	2943,7	3822
PE-66	0	0	0	1,8	30,1	89,3	173,5	296	445	652	877	1122	1337

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P_o	4859,1	6068,8	7464,4	9059,0	10866	12899	15170	17693	20482	23550	26909	30574
PE-66	1469	1521	1539	1541	1541	1540	1540	1540	1540	1540	1540	1540

Tab. 4.5: Leistungswerte einer 1,5 MW-Windkraftanlage (Enercon E-66) und Gesamtleistung des Windes P_o

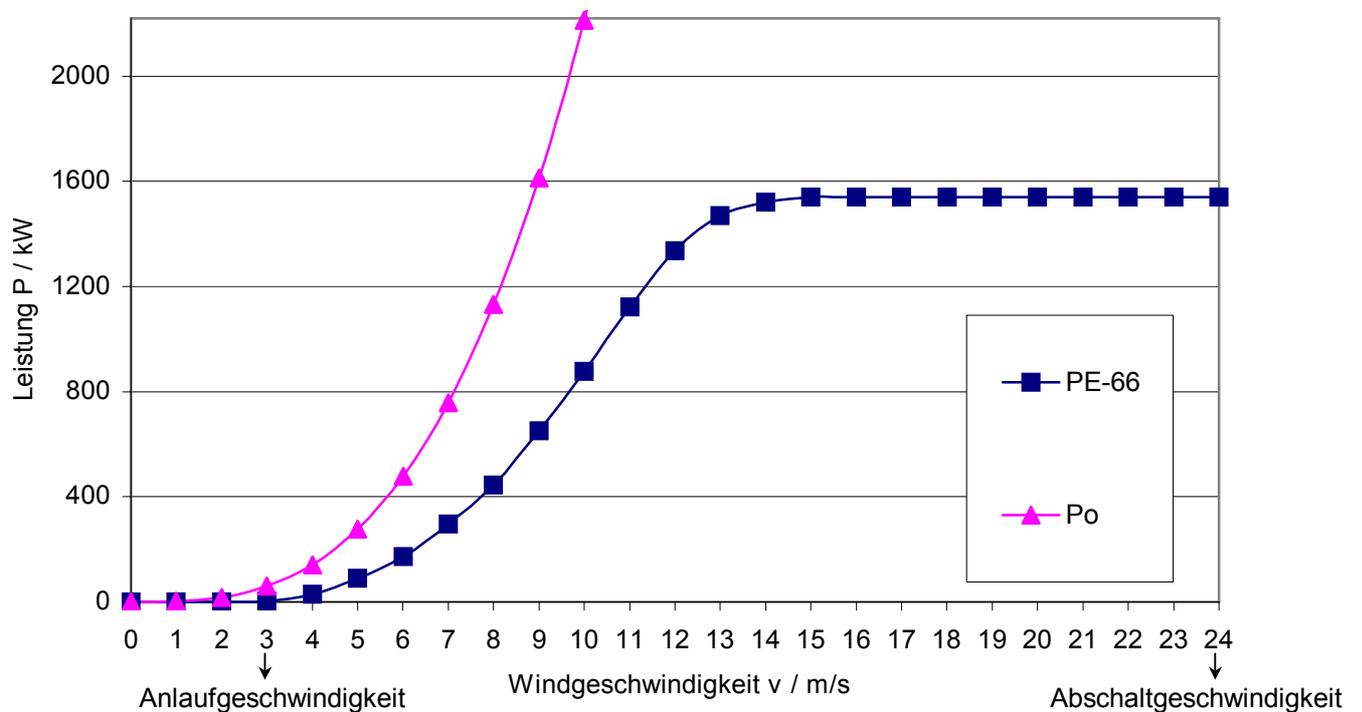


Abb. 4.19: Leistungsdiagramm einer pitchgeregelten 1,5 MW-Windkraftanlage (Enercon E-66) und Gesamtleistung des Windes P_o

Mit Hilfe der Windgeschwindigkeitsverteilung und dem Leistungsdiagramm einer Windkraftanlage lässt sich die erzeugte Jahresenergie E für verschiedene Standorte mit einer jeweiligen mittleren Windgeschwindigkeit v_m berechnen.

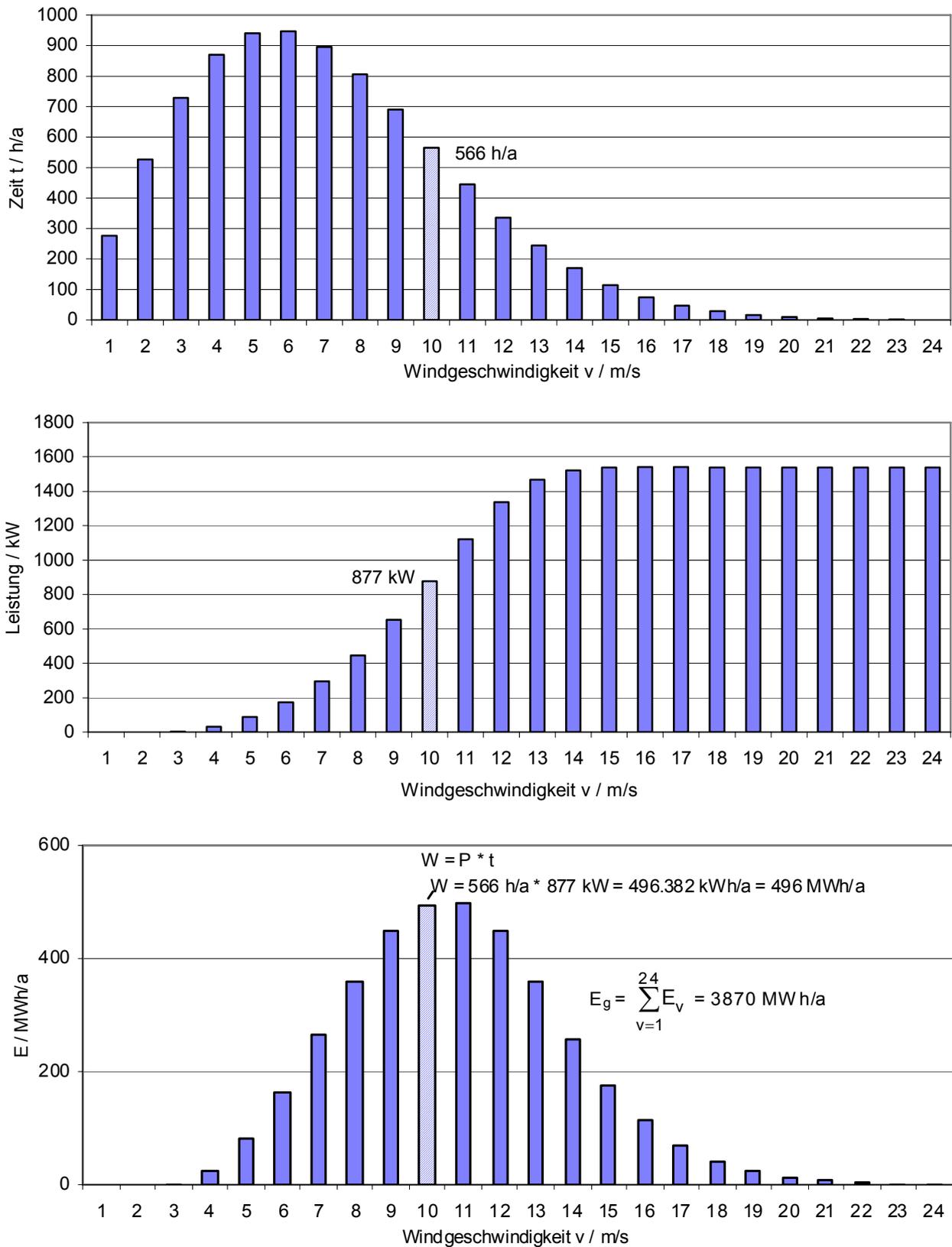


Abb. 4.20: Grafische Ermittlung der Energieerzeugung einer 1,5 MW-Windkraftanlage für $v_m = 7 \text{ m/s}$

v_m / m/s	5	6	7	8	9
E / MWh/a	1651	2715	3839	4863	5678
T/ h/a	1101	1810	2559	3242	3785

Tab. 4.6: Jahresenergie und Vollarbeitbenutzungsstundenzahl T einer 1,5 MW-Windkraftanlage an Standorten mit verschiedenen v_m

Die Abbildung 4.20 gibt ein Beispiel wie sich die Energieerzeugung einer 1,5-MW-Windkraftanlage grafisch für eine mittlere Windgeschwindigkeit $v_m = 7$ m/s ermitteln lässt.

4.7 Rotorbauarten

4.7.1 Widerstandsläufer

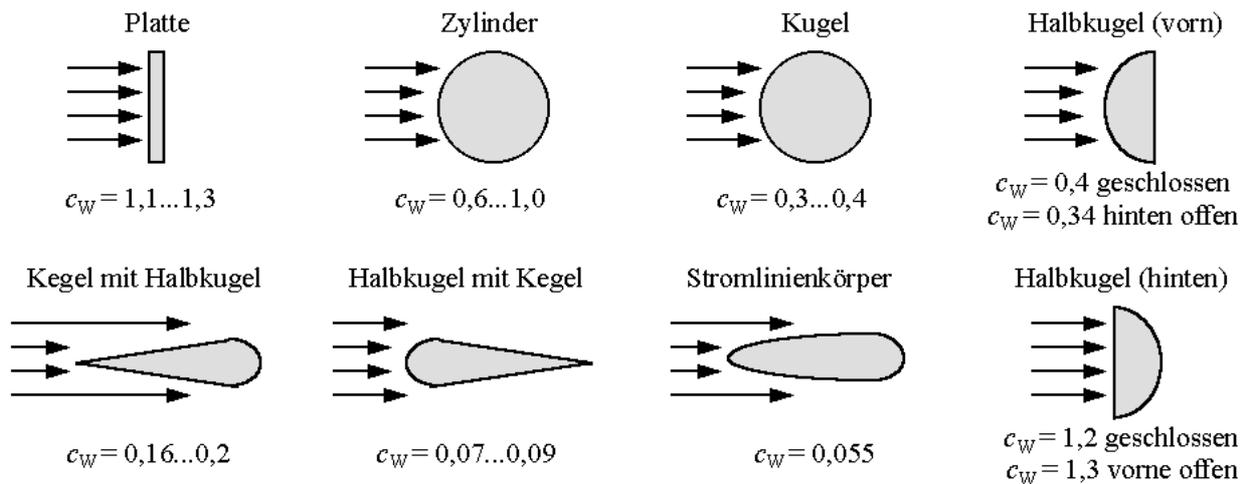
Wird ein Gegenstand senkrecht zum Wind aufgestellt, übt der Wind eine Kraft F_W auf diesen Gegenstand aus. Diese Widerstandskraft wird aus der Windgeschwindigkeit v , der vom Wind angeströmten Fläche A und einem vom Körper abhängigen Widerstandsbeiwert c_W berechnet:

$$F_W = c_W \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2$$

Widerstandswerte verschiedener Körper sind aus der Abbildung 4.21 zu entnehmen. Die Leistung, die beim Widerstehen dieser Kraft aufgebracht werden muß, berechnet sich über

$$W = F \cdot s; \quad P_W = \frac{W}{t} = \frac{F \cdot s}{t} = F \cdot v$$

$$P_W = c_W \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.21: Widerstandsbeiwerte unterschiedlicher Körper

Bewegt sich ein Gegenstand durch die Einwirkung des Windes mit der Geschwindigkeit u in die selbe Richtung wie der Wind, so ergibt sich die Widerstandskraft

$$F_W = c_W \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (v - u)^2$$

sowie die genutzte Leistung

$$P_N = c_W \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (v - u)^2 \cdot u$$

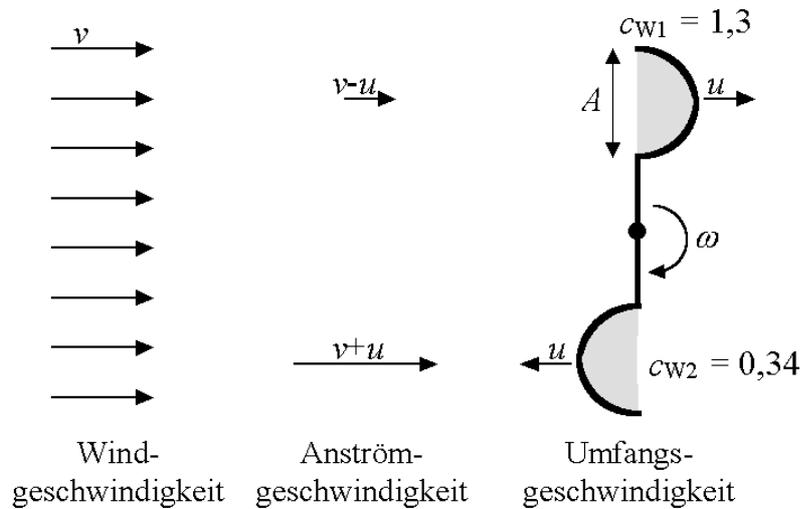
Als Beispiel soll hier die Leistung eines Schalenkreuzsanemometers, das zur Messung der Windgeschwindigkeit v verwendet wird, in einer Näherung, berechnet werden. Es besteht aus geöffneten Halbkugeln, die sich über eine gemeinsame Verbindung um eine Drehachse bewegen. Eine Halbkugel wird von der Vorderseite, eine andere von der Rückseite vom Wind angeströmt (Abb. 4.22).

Bei der Berechnung setzt sich nun die resultierende Kraft F aus einer antreibenden und einer bremsenden Komponente zusammen:

$$F_W = c_{W1} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (v - u)^2 - c_{W2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (v + u)^2$$

Für die genutzte Leistung ergibt sich:

$$P_N = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (c_{W1} \cdot (v - u)^2 - c_{W2} \cdot (v + u)^2) \cdot u$$



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.22: Modell eines Schalenkreuzanemometers zur Berechnung der Leistung

Das Verhältnis der Umfangsgeschwindigkeit u zur Windgeschwindigkeit v wird auch als Schnelllaufzahl λ bezeichnet:

$$\lambda = \frac{u}{v}$$

Die Schnelllaufzahl ist bei Widerstandsläufers immer kleiner als eins. Der maximale Wert des Leistungsbeiwertes beim Schalenkreuzanemometer beträgt etwa 0,073 und liegt deutlich unterhalb des idealen Leistungsbeiwertes von 0,593. Wegen des niedrigen Leistungsbeiwertes eines Widerstandsläufers wird bei modernen Windkraftanlagen das Auftriebsprinzip genutzt.

4.7.2 Auftriebsläufer

Entsteht bei der Umströmung eines Körpers an der Oberseite eine größere Strömungsgeschwindigkeit als auf der Unterseite, bewirkt dies an der Unterseite einen Überdruck- und an der Oberseite einen Unterdruckbereich. Dies hat nach Bernoulli eine Auftriebskraft zur Folge:

$$F_A = c_A \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_P \cdot v_A^2$$

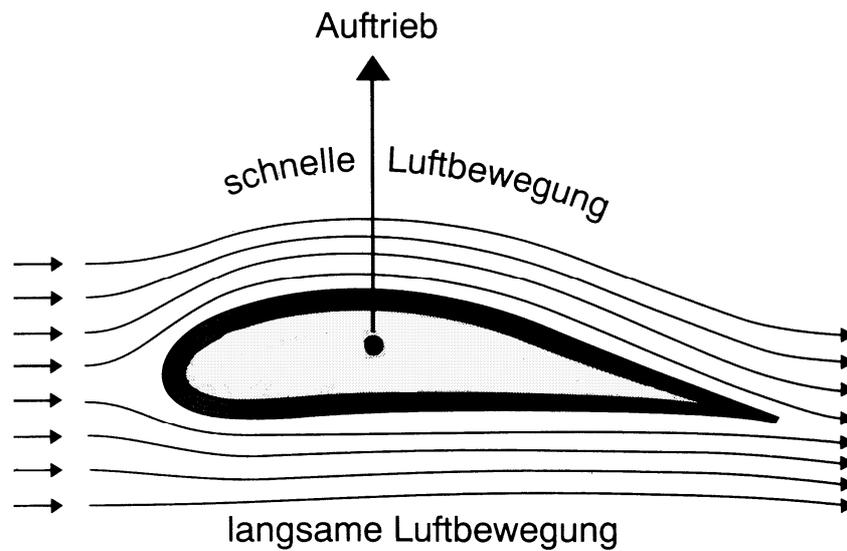
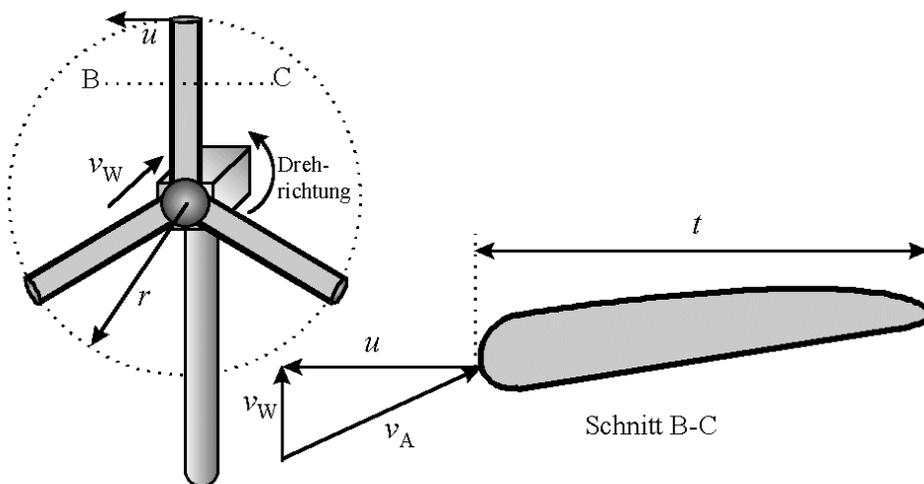


Abb. 4.23: Prinzip des Auftriebs

Die Auftriebskraft berechnet sich aus einem Auftriebsbeiwert c_A , der Luftdichte ρ , der Anströmgeschwindigkeit v_A und der Projektionsfläche A_P . Die Rotoren moderner Windkraftanlagen nutzen hauptsächlich die Auftriebskraft. Die Projektionsfläche

$$A_P = t \cdot r$$

eines Rotorblatts ergibt sich aus der Rotorspanntiefe t und der Rotorspannweite, die näherungsweise dem Rotorradius r bzw. der Blattlänge entspricht.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.24: Aus der Windgeschwindigkeit v_W und der Rotordrehung resultierende Anströmgeschwindigkeit v_A

Wie beim Widerstandsläufer gibt es auch beim Auftriebsläufer eine Widerstandskraft.

$$F_W = c_W \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_P \cdot v_A^2$$

Die Auftriebskraft ist bei einem Auftriebsläufer in der Regel jedoch deutlich größer als die Widerstandskraft. Das Verhältnis aus beiden Kräften wird als Gleitzahl:

$$\varepsilon = \frac{F_A}{F_W} = \frac{c_A}{c_W}$$

bezeichnet. In der Literatur wird auch manchmal der Kehrwert als Gleitzahl verwendet. Gute Profile erreichen Gleitzahlen von bis zu 400, d. h. die Widerstandskraft ist praktisch vernachlässigbar. Die bei obigen Gleichungen berücksichtigte Anströmgeschwindigkeit

$$v_A = \sqrt{v_W^2 + u^2}$$

berechnet sich aus der Windgeschwindigkeit v_W und der Umfangsgeschwindigkeit u (Abb.4.24). Mit der Schnelllaufzahl

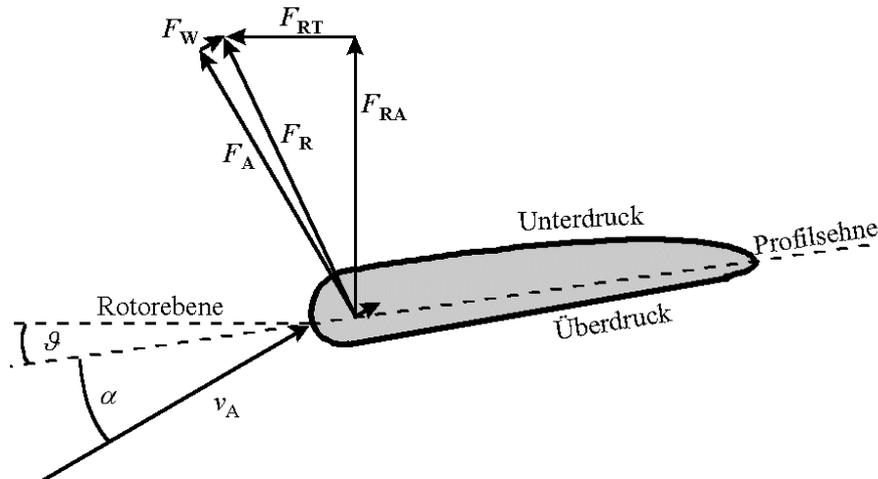
$$\lambda = \frac{u}{v_W} \text{ ergibt sich schließlich } v_A = v_W \cdot \sqrt{1 + \lambda^2}$$

Die Abbildung 4.25 zeigt das Kräfteverhältnis zwischen Widerstandskraft F_W und Auftriebskraft F_A . F_A steht definitionsgemäß senkrecht zu F_W in Richtung zur Anströmgeschwindigkeit. Durch vektorielle Addition ergibt sich die resultierende Kraft

$$F_R = F_W + F_A$$

Sie kann in eine Axialkomponente F_{RA} und in eine Tangentialkomponente F_{RT} zerlegt werden. Die Tangentialkomponente F_{RT} verursacht die Drehung des Rotors.

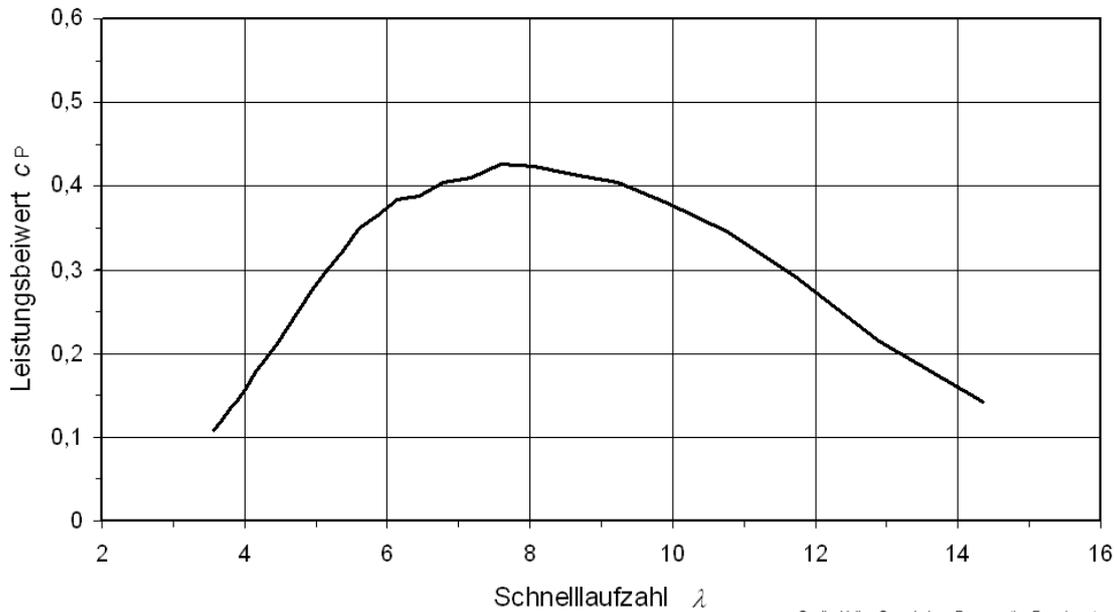
Hierbei sind der Auftriebsbeiwert c_A und der Widerstandsbeiwert c_W stark vom Anstellwinkel α abhängig. Ein Verdrehen des Rotorblatts, d. h. eine Änderung des Blatteinstellwinkels ϑ gemäß Abbildung 4.22, hat auch einen Einfluss auf den Anstellwinkel α und somit auf den Leistungsbeiwert c_P . Bei großen Blatteinstellwinkeln ϑ nimmt das Maximum des Leistungsbeiwertes stark ab und wird hin zu kleineren Schnelllaufzahlen, also größere Windgeschwindigkeiten v_W , verschoben. Dieser Effekt wird bei der sogenannten Pitch-Regelung genutzt. Zum Anlaufen einer Windkraftanlage werden hier große Blatteinstellwinkel gewählt. Sind hohe Windgeschwindigkeiten vorhanden kann die Leistung durch Verstellen der Rotorblätter begrenzt werden. Der Blatteinstellwinkel ϑ wird auch als Pitchwinkel bezeichnet. Der Widerstandsbeiwert c_W ist bei Anstellwinkeln kleiner 15° vernachlässigbar gering.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.25: Kräfteverhältnis beim Auftriebsläufer

Ist die Leistung P einer Windkraftanlage in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit v_W bekannt, läßt sich daraus der Leistungsbeiwert c_P berechnen. Die Abbildung 4.26 zeigt den Verlauf des Leistungsbeiwertes über der Schnelllaufzahl einer 600-kW-Windkraftanlage. Der maximale Leistungswert liegt mit 0,427 deutlich näher am Betz'schen Optimum als der eines Widerstandsläufers.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.26: Leistungsbeiwert c_P in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl λ der Vestas V44-600-kW-Windkraftanlage

4.8 Bauformen von Windkraftanlagen

4.8.1 Windkraftanlagen mit vertikaler Drehachse

Windkraftanlagen mit vertikaler, also senkrechter Achse zählen zu den ältesten Anlagen. Die ersten Anlagen vor über 1000 Jahren waren Widerstandsläufer mit vertikaler Achse. Auch heute gibt es verschiedene, technisch ausgereifere Bauformen von Windkraftanlagen mit vertikaler Achse, die in der Abbildung 4.27 dargestellt sind. Bei den Rotoren mit vertikaler Achse lässt sich unterscheiden zwischen

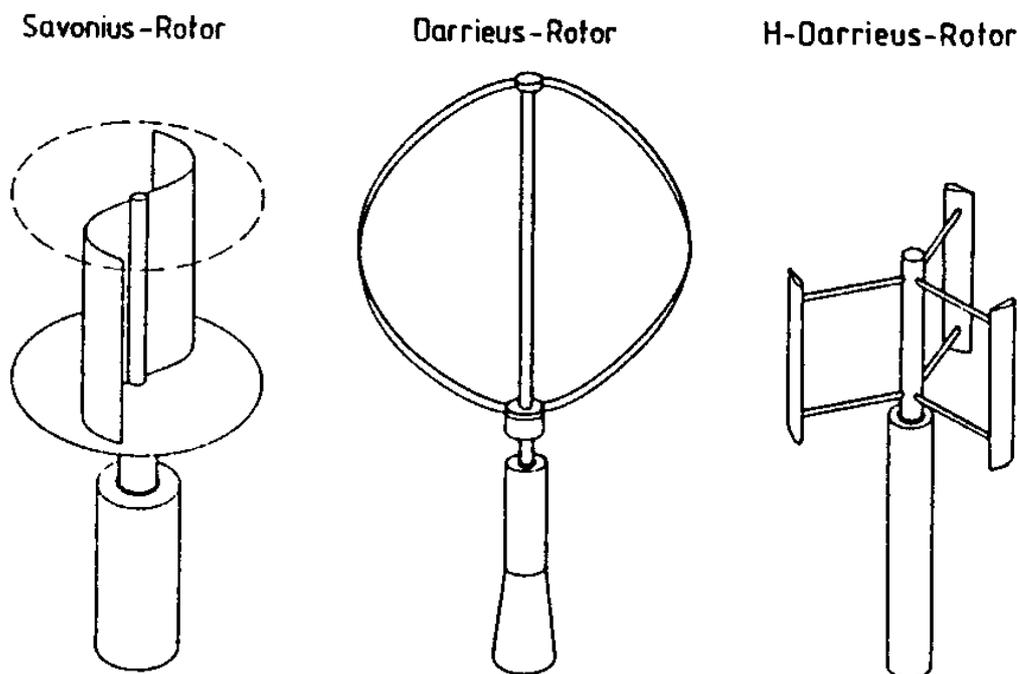


Abb. 4.27: Rotorbauarten mit vertikaler Achse

Savonius-Rotor

Der Savonius-Rotor arbeitet ähnlich wie das zuvor beschriebene Schalenkreuzanemometer überwiegend nach dem Widerstandsprinzip. Er besteht aus zwei halbzyklinderartigen Schaufeln, die in unterschiedliche Richtungen geöffnet sind. In Achsnähe überlappen sich die Schaufeln etwas, so daß der Wind nach der Umlenkung an der einen Schaufel in die andere Schaufel strömt. Hierdurch wird auch in geringem Maße das Auftriebsprinzip genutzt, so daß der Wirkungsgrad des Savonius-Rotors etwas besser ist als der eines reinen Widerstandsläufers, aber deutlich unterhalb des Auftriebsläufers liegt. Bei optimaler Formgebung erreicht der Savonius-Rotor maximale Leistungsbeiwerte von 0,25. Der Vorteil der Savonius-Rotoren ist, daß sie bei geringen Windgeschwindigkeiten anlaufen. Deshalb werden sie für Entlüftungszwecke auf Fabrikgebäuden und in Nutzfahrzeugen oder als Anlaufhilfe für Darrieus-Rotoren verwendet. Neben dem schlechten Wirkungsgrad haben die Savonius-Rotoren auch den Nachteil, daß sie sehr materialaufwendig sind. Deshalb kommen sie auch nicht in größeren Leistungsklassen vor.

Darrieus-Rotor

Der Darrieus-Rotor geht auf ein Patent des Franzosen Georges Darrieus aus dem Jahr 1929 zurück. Der Darrieus-Rotor besteht aus zwei oder drei Rotorblättern in Form einer Parabel. Das Profil der Rotorblätter entspricht dem eines Auftriebsläufers. Der Darrieus-Rotor arbeitet somit auch nach dem Auftriebsprinzip. Durch die senkrechte Drehachse ändert sich im Gegensatz zu einem Rotor mit horizontaler Achse ständig der Anstellwinkel. Der Wirkungsgrad des Darrieus-Rotors liegt zwar deutlich über dem des Savonius-Rotors, erreicht aber nur etwa 75 % an Wirkungsgrad von Rotoren mit horizontaler Achse. Ein gravierender Nachteil des Darrieus-Rotors ist, daß er nicht in der Lage ist selbstständig anzulaufen. So benötigt er immer eine Anlaufhilfe, die entweder durch einen Antriebsmotor oder einen gekoppelten Savonius-Rotor gewährleistet werden kann.

H-Darrieus-Rotor

Eine Weiterentwicklung des Darrieus-Rotors ist der H-Darrieus-Rotor. Dieser Rotor wird auch nach der Firma Heidelberg-Motoren als Heidelberg-Rotor bezeichnet. Bei diesem Rotor ist der permanent erregte elektrische Generator direkt in die Rotorstruktur integriert und kommt ohne Getriebe aus. Dieser Rotor arbeitet wie der Darrieus-Rotor als Auftriebsläufer. Die drei Rotorblätter des H-Rotors sind senkrecht angeordnet und werden durch Verstreben mit der vertikalen Achse in Position gehalten. Der H-Rotor wurde für extreme Witterungsbedingungen in der Antarktis oder in den Alpen konstruiert und zeichnet sich durch eine robuste Bauweise aus.

Windkraftanlagen mit vertikaler Drehachse weisen einige Vorteile auf. Ihr Aufbau ist verhältnismäßig einfach. Der elektrische Generator, ggf. das Getriebe und die elektrische Steuerung, können in der Bodenstation untergebracht werden. Dadurch ist die Wartung von Rotoren mit vertikalen Achsen unkompliziert. Diese Rotoren müssen auch nicht dem Wind nachgeführt werden. Aus diesem Grund eignen sie sich besonders für Regionen mit schnell wechselnder Windrichtung.

Trotz dieser Vorteile konnten sich Windkraftanlagen mit vertikaler Drehachse nicht durchsetzen und werden nur für spezielle Einsatzzwecke verwendet. Durch ihren geringeren Wirkungsgrad und durch den meist höheren Materialaufwand konnten sie bisher unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht gegen Rotoren mit horizontaler Drehachse konkurrieren.

4.8.2 Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse

Anlagenaufbau

Zur Stromerzeugung werden heute hauptsächlich Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse eingesetzt. Die Entwicklung dieser Anlagen wurde vor allem von mittelständischen Unternehmen forciert. Die Windkraftanlagen haben so einen hohen technischen Stand erreicht. Während die Leistung neu errichteter Windkraftanlagen Ende der 80er Jahre nur selten die 100-kW-Grenze überstieg, reichen die Leistungen heutiger Anlagen bis über 3.000 kW hinaus.

Leistungssteigerung

In nur 20 Jahren wurde der Ertrag von Windenergieanlagen um das 100fache gesteigert. Mit den 5MW Anlagen wird er sich noch einmal mit fünf multiplizieren.

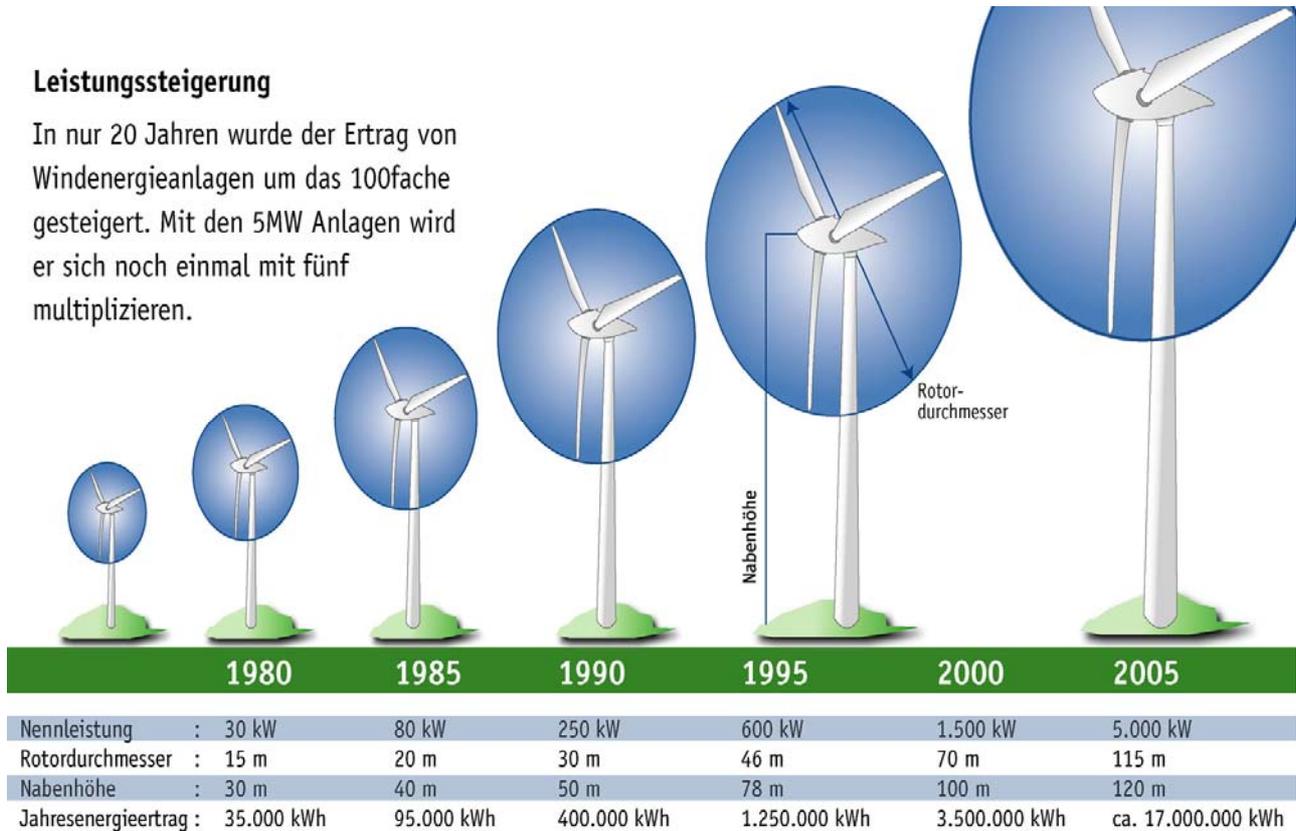


Abb. 4.28: Leistungsentwicklung bei den Windkraftanlagen /Bundesverband Wind-Energie/

Eine Windkraftanlage mit horizontaler Achse zur Erzeugung elektrischen Stroms besteht im wesentlichen aus folgenden Komponenten:

- Rotorblätter, Rotornarbe, Rotorbremse und ggf. Blattverstellmechanismus
- Elektrischer Generator und ggf. Getriebe
- Windmeßsystem und Windnachführung (Azimutverstellung)
- Gondel, Turm und Fundament
- Elektrische Schaltanlagen, Regelung und Netzanschluss

Die Abbildung 4.29 zeigt den Querschnitt durch eine Windkraftanlage mit horizontaler Drehachse.

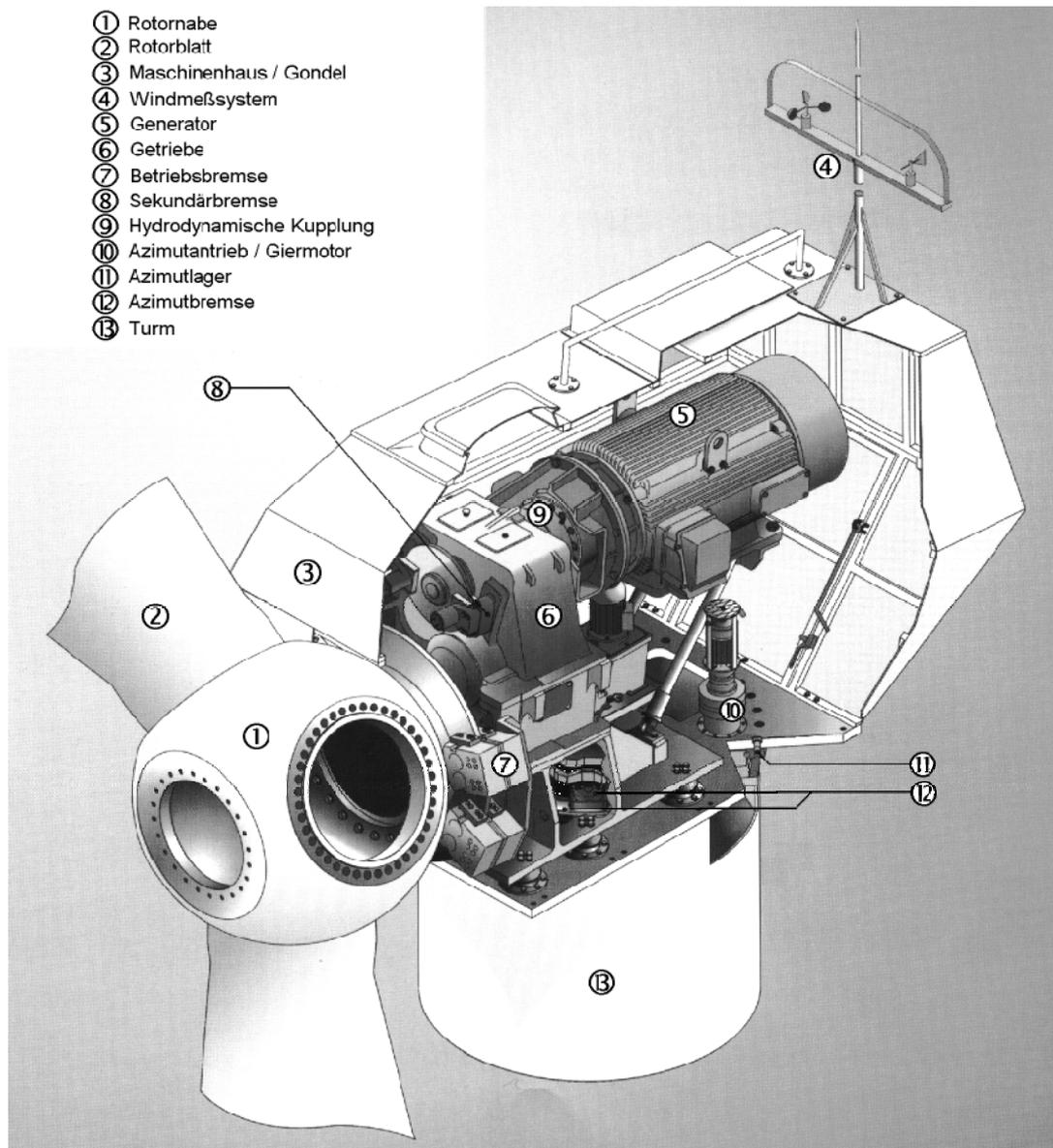


Abb. 4.29: Querschnitt durch die stallgeregelte TW600-Windkraftanlage von Tacke (600 kW polumschaltbare Asynchron-generator, 43 m Rotordurchmesser, 50 bis 70 m Nabhöhe)

Rotorblattzahl

Bei modernen Windkraftanlagen zur Stromerzeugung mit horizontaler Achse unterscheidet man zwischen Rotoren mit einem, zwei oder drei Rotorblättern. Mehr als drei Rotorblätter werden in der

Regel nicht verwendet. Je geringer die Zahl der Rotorblätter ist, desto Material ist notwendig. An Einblattrotoren ist auf der gegenüberliegenden Seite des Rotorblatts an der Rotornarbe ein Gegengewicht befestigt, um eine akzeptable Laufruhe zu erreichen.

Der optimale Leistungsbeiwert von 3-Blatt-Rotoren liegt geringfügig über dem von 2-Blatt-Rotoren. 3-Blatt-Rotoren laufen optisch ruhiger und passen sich aus visueller Sicht besser in die Landschaft ein. Die mechanische Belastung der Windkraftanlage ist bei 3-Blatt-Rotoren ebenfalls geringer als bei Einblatt- oder 2-Blatt-Rotoren. Die Vorteile der 3-Blatt-Rotoren wiegen den Nachteil des höheren Materialeinsatzes auf, so daß heute überwiegend 3-Blatt-Rotoren gebaut werden.

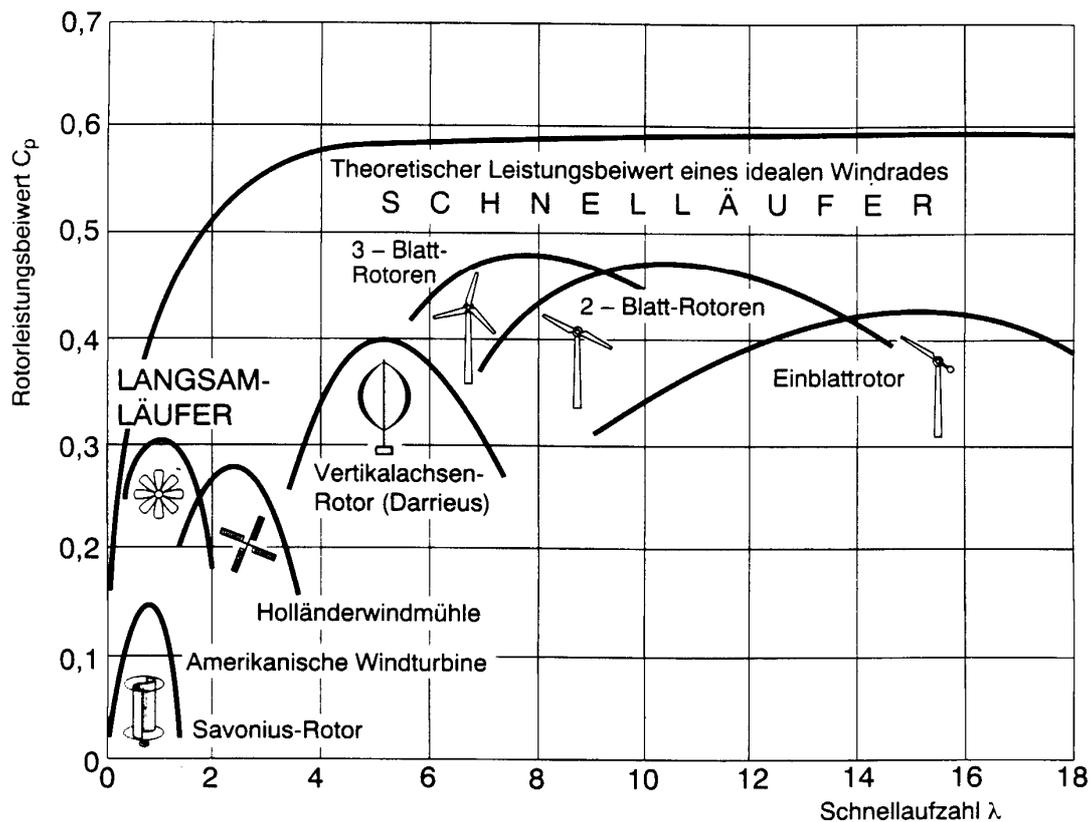


Abb. 4.30: Leistungskennlinie verschiedener Rotorbauarten

Windgeschwindigkeitsbereiche

Die Auslegungsschnelllaufzahl ist eng mit der Zahl der Rotorblätter verknüpft. Der maximale Leistungsbeiwert wird bei 3-Blatt-Rotoren mit einer Schnelllaufzahl von etwa 7 bis 8, bei 2-Blatt-Rotoren von 10 und bei Einblattrotoren von 15 erreicht, wobei es je nach Anlagentyp zu großen Abweichungen kommen kann. Durch die optimale Schnelllaufzahl λ_{opt} wird auch die Auslegungsgeschwindigkeit

$$v_{Au} = \frac{u}{\lambda_{opt}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot r \cdot n}{\lambda_{opt}}$$

über den Rotordurchmesser r und die Rotordrehzahl n festgelegt. So beträgt zum Beispiel bei einer 3-Blatt-Windkraftanlage mit einem Rotorradius von $r = 22 \text{ m}$, einer Drehzahl $n = 28 \text{ min}^{-1} = 0,467 \text{ s}^{-1}$ und einer optimalen Schnellaufzahl $\lambda_{\text{opt}} = 7,5$ die Auslegungsgeschwindigkeit $v_{\text{Au}} = 8,6 \text{ m/s}$. Bei dieser Windgeschwindigkeit verfügt die Windkraftanlage über den maximalen Wirkungsgrad. Die Auslegungsgeschwindigkeit ist vor allem bei Anlagen mit konstanter Drehzahl von Bedeutung. Bei Anlagen, die eine variable Drehzahl haben kann das Optimum durch Änderung der Rotordrehzahl auch bei anderen Windgeschwindigkeiten erreicht werden.

Bei geringen Windgeschwindigkeiten kann nur wenig oder keine Leistung entnommen werden und die Windkraftanlage kann sogar zum Leistungsverbraucher werden. Deshalb werden Windkraftanlagen unterhalb einer definierten Anlaufgeschwindigkeit gebremst. Bei zu hoher Windgeschwindigkeit besteht die Gefahr der Überbelastung und Beschädigung der Windkraftanlage. Deshalb wird die Windkraftanlage bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten abgeschaltet. Die Windkraftanlage wird dann durch eine Rotorbremse festgebremst und der Rotor aus dem Wind gedreht. Für die verschiedenen Windgeschwindigkeiten können folgende typische Werte angegeben werden:

- Einschalt- oder Anlaufgeschwindigkeit $v_e = 2,5 \text{ m/s} \dots 4,5 \text{ m/s}$
- Auslegungsgeschwindigkeit $v_{\text{Au}} = 6 \text{ m/s} \dots 10 \text{ m/s} (\eta_{\text{max}})$
- Nennwindgeschwindigkeit $v_N = 10 \text{ m/s} \dots 16 \text{ m/s}$
- Abschaltwindgeschwindigkeit $v_{\text{ab}} = 20 \text{ m/s} \dots 30 \text{ m/s}$
- Überlebenswindgeschwindigkeit $v_{\text{life}} = 50 \text{ m/s} \dots 70 \text{ m/s}$

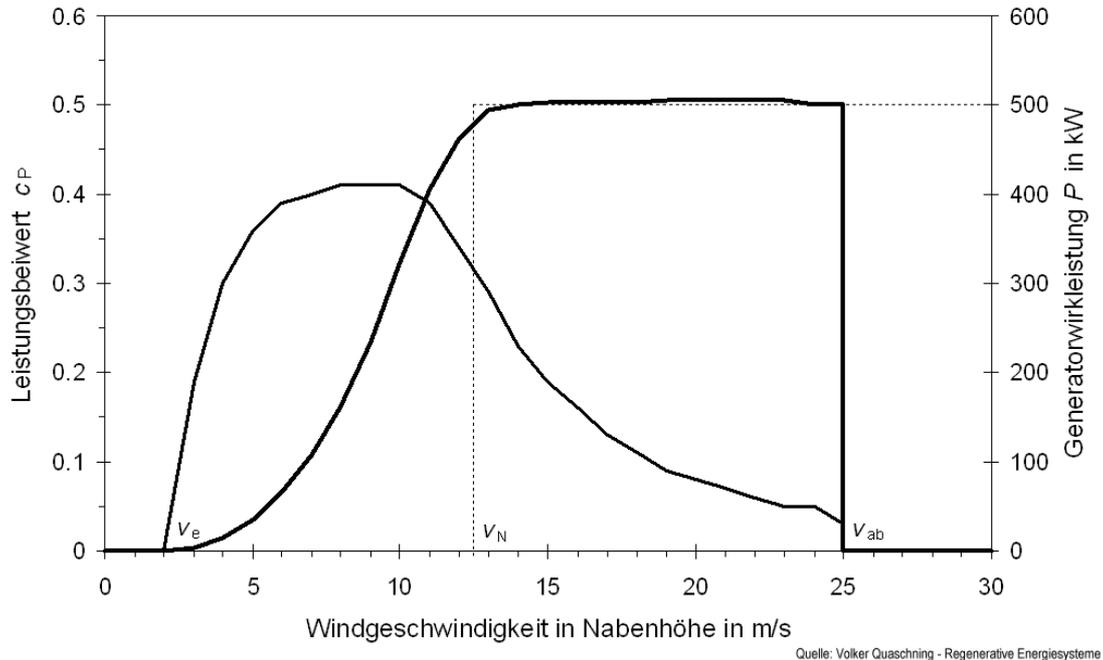


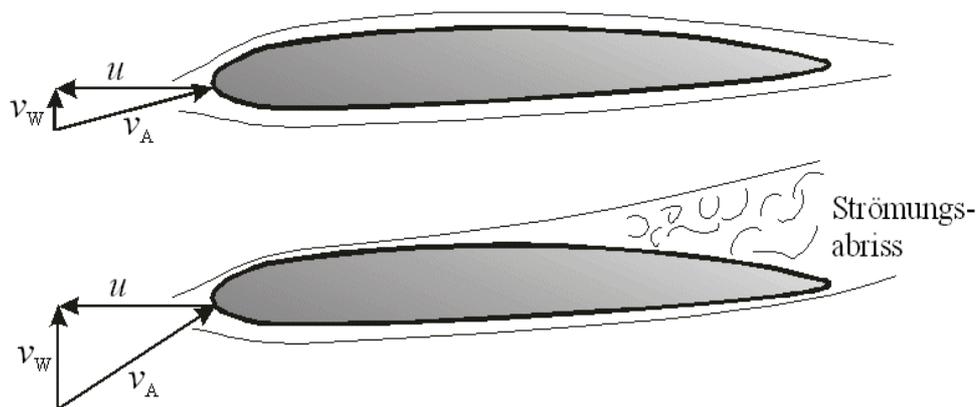
Abb. 4.31: Generatorwirkleistung und Leistungsbeiwert über der Windgeschwindigkeit für die 500 kW Windkraftanlage Enercon E-40

Leistungsbegrenzung und Sturmabschaltung

Je nach Windgeschwindigkeit soll dem Wind eine unterschiedliche Leistung entnommen werden. Nach Erreichen der Nennleistung, also oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit muss die Leistung konstant gehalten werden, um den elektrischen Generator nicht zu überlasten. Hierzu ist bei der Windkraftanlage eine Leistungsbegrenzung vorzunehmen, wofür zwei Verfahren angewendet werden:

- Stall-Regelung
- Pitch-Regelung

Die Stall-Regelung nutzt den Strömungsabriß (engl. stall) bei großen Anstellwinkeln (Abb. 4.32). Dadurch geht der Auftrieb weitgehend verloren. Die Leistung, die vom Wind an den Rotor abgegeben wird, lässt sich somit begrenzen. Bei stall-geregelten Windkraftanlagen wird das Rotorblatt selbst nicht verstellt. Die Stall-Regelung lässt sich durch konstruktive Maßnahmen ohne großen technischen Aufwand realisieren. Der Nachteil der Stall-Regelung sind die geringen Einflussmöglichkeiten beim Betrieb, denn es handelt sich um eine rein passive Regelung. Die Maximalleistung eines neu entworfenen Rotorblatts lässt sich bei der Stall-Regelung nur schwer vorhersagen, da eine mathematische Beschreibung des Stall-Vorgangs nur unzureichend möglich ist. Nach Erreichen der Maximalleistung geht bei stall-geregelten Anlagen die Leistung wieder zurück und bleibt nicht auf konstantem Niveau.



Quelle: Volker Quaschnig · Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.32: Strömungsabriß durch den Stall-Effekt bei größeren Windgeschwindigkeiten

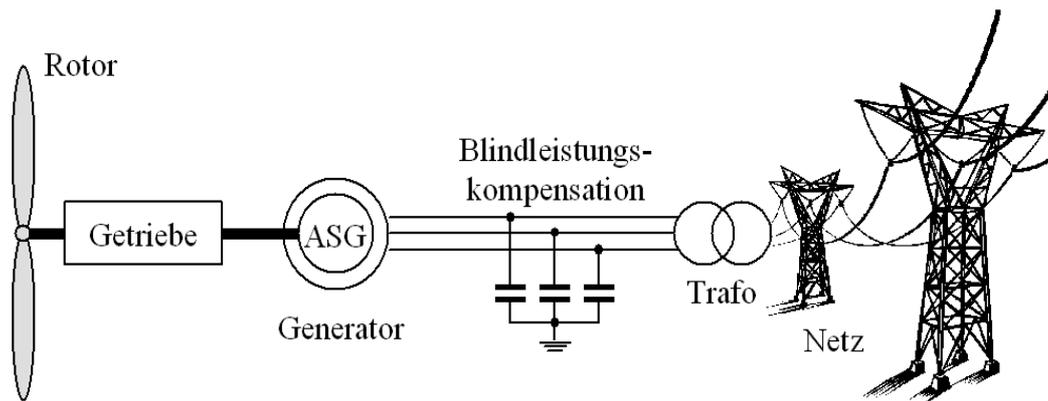
Pitch-Regelung

Wegen der Nachteile der Stall-Regelung wird heute bei vielen Windkraftanlagen die Pitch-Regelung bevorzugt. Im Gegensatz zur Stall-Regelung kann bei der Pitch-Regelung der Anstellwinkel durch aktive Veränderung des Blatteinstellwinkels vergrößert oder verkleinert werden. Bei größeren Windgeschwindigkeiten wird das Rotorblatt in den Wind gedreht. Hierdurch wird der Anstellwinkel α verkleinert und die Leistungsaufnahme des Rotorblatts aktiv verändert. Der konstruktive Aufwand einer pitch-geregelten Windkraftanlage ist höher, da hier die Rotorblätter in der Rotorarbe drehbar gelagert sind.

4.9 Elektrische Anlagenkonzepte

4.9.1 Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Bei diesem einfachen Konzept ist ein stall-geregelter Rotor über ein Getriebe und ein Asynchrongenerator direkt auf das Netz geschaltet. Die Betriebsdrehzahl stellt sich von selbst ein. Werden große Generatoren verwendet können beim Aufschalten auf das Netz unerwünscht hohe Anlaufströme auftreten. Diese lassen sich durch so genannte Sanftanlaufschaltungen (Thyristorsteller) begrenzen.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.33: Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Durch die Stall-Regelung des Rotors erfolgt eine Begrenzung der Leistung bei hohen Windgeschwindigkeiten. Schnelle Änderungen der Windgeschwindigkeit können durch den Generator aufgefangen werden, indem sich dessen Drehzahl bzw. der Schlupf s ändert. Asynchrongeneratoren für Windkraftanlagen ermöglichen Drehzahländerungen in der Größenordnung bis 10 %. Bei großen Schlupfwerten kommt es jedoch auch zu höheren Verlusten und einem schlechteren Wirkungsgrad.

Aus der Abbildung 4.34 ist zu erkennen, daß die Rotordrehzahl einen entscheidenden Einfluss auf den nutzbaren Windenergieanteil hat. Da die Rotordrehzahl nahezu konstant ist, kann nicht bei jeder Windgeschwindigkeit die maximale Leistung entnommen werden. In dem Beispiel ASG 2 ist bei Windgeschwindigkeiten unterhalb von 5 m/s auf Grund der zu geringen Rotordrehzahl keine Leistungsentnahme möglich. Bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 10 m/s kann die maximal mögliche Leistung entnommen werden. Der prozentuale Anteil der Entnehmbaren Leistung sinkt mit steigender Windgeschwindigkeit.

Deshalb kommen Anlagenkonzepte zur Anwendung, bei denen zwei verschiedene Drehzahlen eingestellt werden können. Bei der einen Möglichkeit verfügt die Windkraftanlage über zwei unterschiedliche Asynchrongeneratoren, die nacheinander zugeschaltet werden. Eine andere Möglichkeit sind polumschaltbare Generatoren. Der Ständer ist hierbei so ausgeführt, daß zwei Wicklungen mit verschiedenen Polzahlen vorhanden sind, zwischen denen umgeschaltet wird. Da die Drehzahl direkt mit der Polzahl zusammenhängt, lassen sich so zwei Drehzahlbereiche vorgeben. Abbildung 4.31 zeigt, daß der Bereich indem dem Wind eine optimale Leistung entnommen werden kann, durch zwei verschiedene Drehzahlbereiche erweitert werden kann. Der erste Asynchrongenerator kommt in diesem Beispiel bei Windgeschwindigkeiten von 3 m/s bis 7 m/s zum

Einsatz, der zweite Asynchrongenerator bei Windgeschwindigkeiten oberhalb von 7 m/s. Das größte Problem der Asynchronmaschine ist, daß sie stets induktive Blindleistung benötigt. Bei netzgekoppelten Asynchrongeneratoren kann diese aus dem Netz oder von Kompensationskondensatoren zur Verfügung gestellt werden.

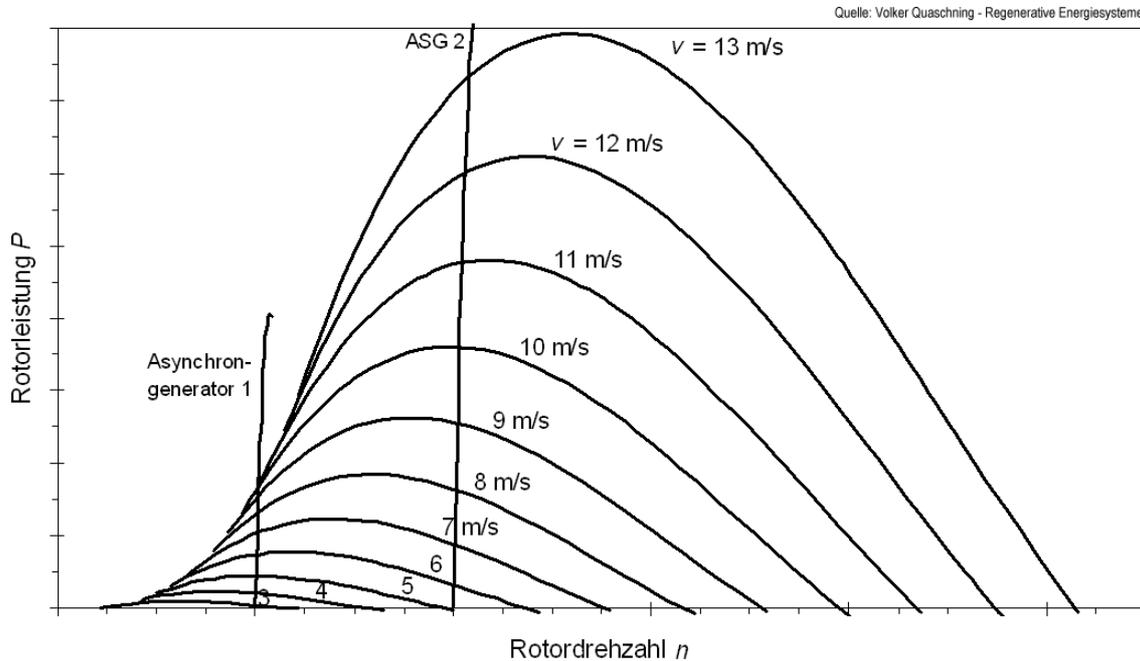


Abb. 4.34: Betriebspunkte einer Windkraftanlage mit zwei Asynchrongeneratoren mit unterschiedlichen Drehzahlen

4.9.2 Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Das Problem des Blindleistungsbedarfs ist beim Synchrongenerator nicht gegeben, da hier die jeweilige Blindleistung über den Erregerstrom geregelt wird und der Synchrongenerator sowohl Blindstrom aufnehmen als auch abgeben kann.

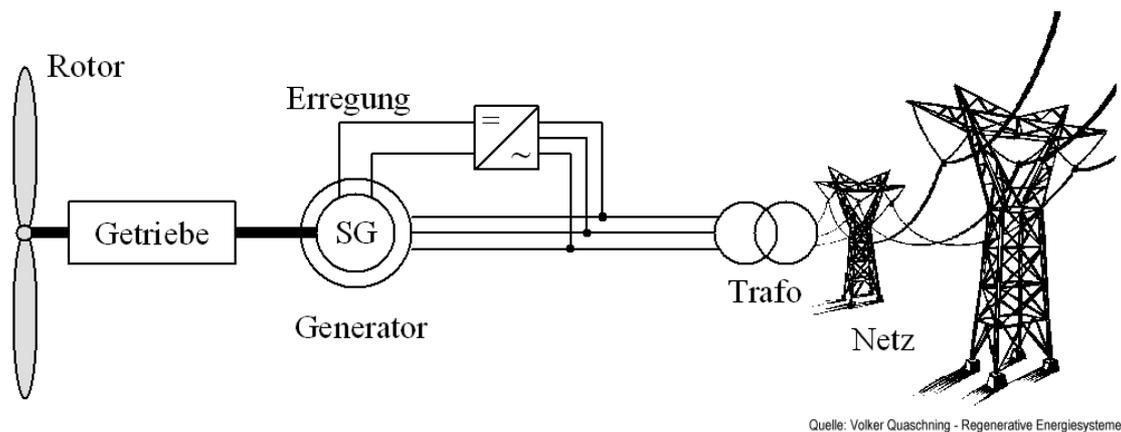


Abb. 4.35: Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Im Gegensatz zum Asynchrongenerator verfügt der Synchrongenerator über eine konstante Drehzahl. Lastsprünge werden nicht über den Schlupf abgefangen, sondern nahezu ungedämpft an das Netz weitergegeben. Neben den Belastungen für das Netz kommt es zu starken mechanischen Belastungen der Windkraftanlage. Über eine Rutschkupplung können starke Böen abgeschwächt werden, aber dennoch kommt es zu einem höheren Verschleiß. Aus diesem Grund werden Synchrongeneratoren, die direkt mit dem öffentlichen Netz gekoppelt sind (Abb. 4.35), nur selten eingesetzt. Das Konzept der direkten Kopplung findet vor allem in Inselnetzanlagen Verwendung.

4.9.3 Synchrongenerator mit Umrichter und Zwischenkreis

Die Nachteile des direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongenerators können mit Hilfe der modernen Leistungselektronik vermieden werden. Der Synchrongenerator wird hierbei über einen Gleichstrom- oder Gleichspannungszwischenkreis und einen Frequenzumrichter an das Netz gekoppelt (Abb. 4.36). Hierdurch kann am Generator eine andere Frequenz eingestellt werden als im Netz. Die Drehzahl von Rotor und Generator kann nun über einen großen Bereich variiert und somit optimal der Windgeschwindigkeit angepasst werden.

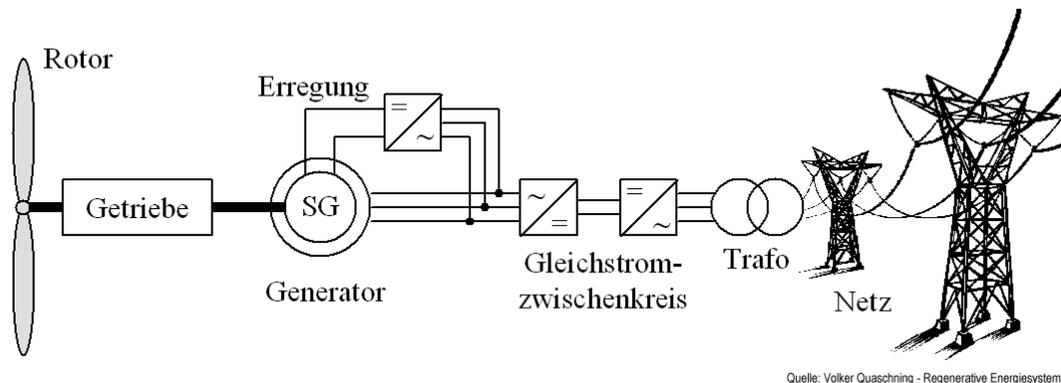


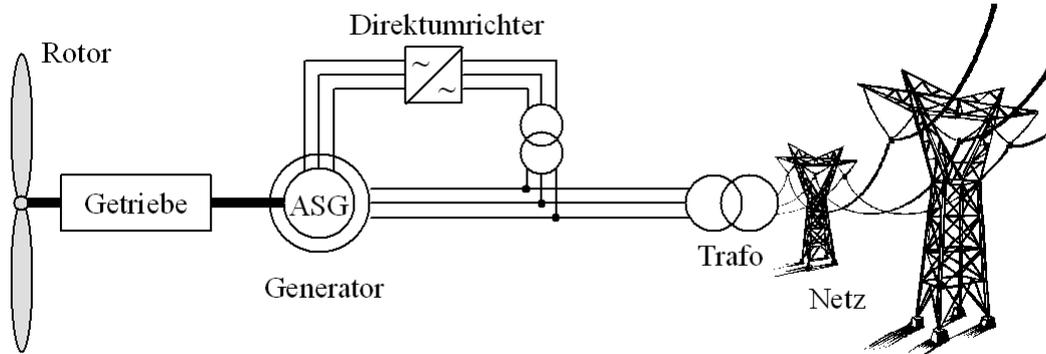
Abb. 4.36: Synchrongenerator mit Gleichstrom- oder Gleichspannungszwischenkreis

Bei niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeiten lässt sich durch Veränderung der Drehzahl dem Wind jeweils die optimale Leistung entnehmen. Höhere Windgeschwindigkeiten erfordern eine Leistungsbegrenzung. Dieses kann durch Konstanthalten der Drehzahl und durch Begrenzung mittels einer Stall-Regelung erogen. Eine andere Möglichkeit besteht darin die Leistung bei steigender Drehzahl durch den Umrichter zu begrenzen. Hierbei besteht jedoch die Gefahr, daß der Rotor durchgeht, indem die Rotordrehzahl bei großen Windgeschwindigkeiten zu groß wird. Deshalb ist zusätzlich eine Leistungsbegrenzung z. B. durch eine Pitch-Regelung notwendig.

Da sich durch den Frequenzumrichter am Rotor andere Drehzahlen erreichen lassen als vom Netz vorgegeben, kann auch das Getriebe entfallen, das für eine Anpassung zwischen Rotor- und Generatordrehzahl sorgt. Diese Art von Windkraftanlagen werden heute in großen Stückzahlen bis Leistungsklassen im Megawattbereich gefertigt. Als Generatoren kommen hierbei hochpolige Synchrongeneratoren zum Einsatz, die über 80 und mehr Pole verfügen. Neben den Materialeinsparungen und den damit verbundenen Kosteneinsparungen für das Getriebe hat eine getriebelelose Windkraftanlage noch andere Vorteile, wie z. B. eine geringe Geräusentwicklung. Werden als Umrichter Wechselrichter mit Pulsweitenmodulation eingesetzt, kann der Blindleistungsbedarf durch die Leistungselektronik variiert werden.

4.9.4 Drehzahlregelbare Asynchrongeneratoren

Bei dem direkt gekoppelten Asynchrongenerator wurde bereits gezeigt, daß über einen variablen Schlupf die Drehzahl des Asynchrongenerators verändert werden kann. Bei zu großem Schlupf treten jedoch hohe Verluste im Läuferkreis des Generators auf. Beim doppelgespeisten Asynchrongenerator lässt sich auch Leistung vom Netz in den Rotor leiten. Hierzu kann entweder ein Umrichter mit Zwischenkreis oder ein Direktumrichter (Abb. 4.37) verwendet werden.



Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme

Abb. 4.37: Doppelgespeister Asynchrongenerator mit Direktumrichter

Der doppelgespeiste Asynchrongenerator kann sowohl übersynchron als auch untersynchron betrieben werden; d. h. es sind nun auch Rotordrehzahlen unterhalb der vom Netz vorgegebenen Synchrodrehzahl möglich. Damit lässt sich auch der Blindleistungsbedarf des Generators regeln. Durch die Möglichkeit der Drehzahländerung und durch den einstellbaren Blindleistungsbedarf hat dieses System ähnliche Vorteile wie ein getriebeloser Synchrongenerator mit Umrichter und findet deshalb vermehrt Verwendung.

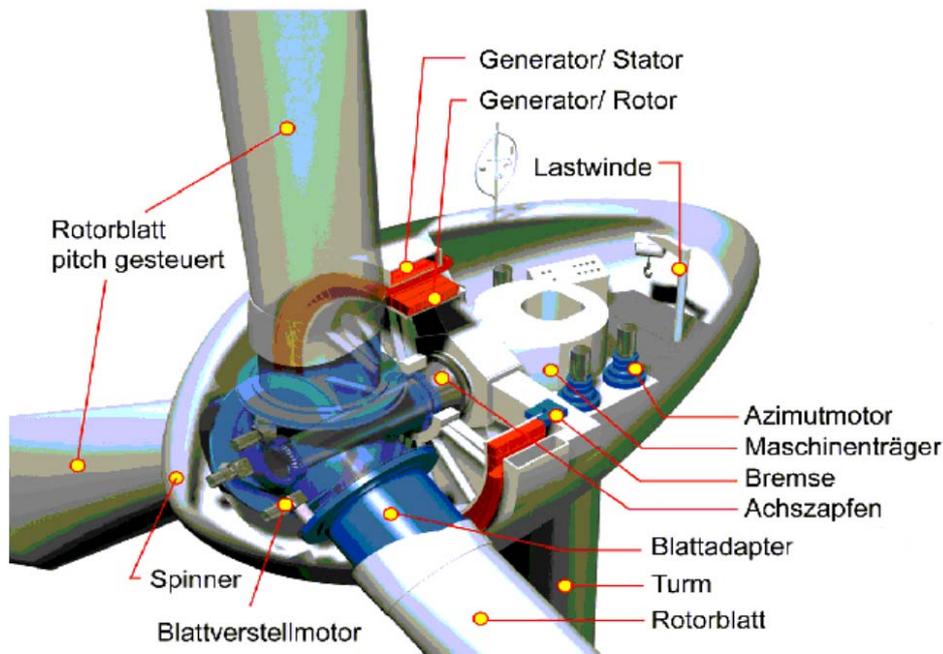


Abb. 4.38: Querschnitt durch eine pitch-geregelte, getriebelose Windkraftanlage E-66 von Enercon (1,8 MW Synchrongenerator, 70 m Rotordurchmesser, 90 bis 100 m Nabenhöhe)

Literaturverzeichnis und Internetadressen:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI)
www.bmwi.de
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
www.bmu.de
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
www.bgr.bund.de
- International Energy Agency (IEA)
www.iea.org
- United Nations Statistics Division (UNSTATS)
www.unstats.un.org
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)
www.ipcc.ch
- Umweltbundesamt (UBA)
www.umweltbundesamt.de
- Solar Energy International – Renewable Energy Education
<http://www.solarenergy.org/>
- CADDET Renewable Energy Newsletter
<http://www.caddet-re.org/html/septcont.htm>
- Canadian Association for Renewable Energies
<http://www.renewables.ca/>
- Clean Power Journal
<http://www.cleanpower.org/journal.html>
- IREC: Renewable Energy Focus Newsletter
<http://www.eren.doe.gov/irec/refocus/>
- Renewable Source of Energy Library
<http://jumpgate.iitap.iastate.edu/~castillo/resl.html>
- Energy and the Environment: Resources for a Networked World
<http://zebu.uoregon.edu/energy.html>
- Alternative renewable wind energy in Windpower Monthly News...
<http://www.wpm.co.nz/>
- EnvPubs-L (TRENDS in RENEWABLE ENERGIES email newsletters)
<http://envlib2.harvard.edu/HERO/wrapper/pageid%3Dlists%2Farchives%2Fenvpubs%2DI%2Fmsg00196.html>
- The Energy Foundation
<http://www.ef.org>
- Newsletters and Bulletins

<http://www.ceac.aston.ac.uk/PyNE/Reports/newsbull.html>

- [AMERICAN SOLAR ENERGY SOCIETY](http://www.sni.net/solar/)
<http://www.sni.net/solar/>
- IWR – Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Erneuerbare Energien wie Windenergie, Solarenergie (Photovoltaik, Solarthermie), Wasserkraft, Bioenergie (Biogas, BHKW, Biodiesel)
<http://www.uni-muenster.de/Energie/Welcome.html>
- COMMUNITY OF INTERESTS FOR REGENERATIVE ENERGIES
<http://www.suk.fh-wiesbaden.de/pub/priv/~ire/>
- [Regenerative Energien HAUPTSEITE] Windenergie | Solarenergie | Wasserenergie | Bioenergie | Deutschland
<http://www.bonus.de/regenerativ/index.html>
- Links zu anderen Seiten mit Thema regenerative Energien [Solarinitiative an der RWTH Aachen]
<http://www.rwth-aachen.de/si/Ww/text/links.html>
- Andere WWW-Seiten zum Thema Umwelt und regenerative Energien
<http://thor.emk.e-technik.th-darmstadt.de/~akasol/interest.htm>
- Hersteller von Windkraftanlagen
<http://rotor.fb12.tu-berlin.de/manufacturers/germany.html>
- Fraunhofer Institutes on the Web
<http://www.ise.fhg.de/www-links/Other FhG.html>
- Ballard Power Systems Inc.
<http://www.Ballard.com/>
- Öko-Institut: Klimaschutzkonzept für die Wissenschaftsstadt Darmstadt
- Volker Quaschnig: Regenerative Energiesysteme, Carl Hanser Verlag München
- Volker Quaschnig: Erneuerbare Energien und Umweltbilanz, Carl Hanser Verlag München
- Volker Quaschnig: Erneuerbare Energien und Klimaschutz, Carl Hanser Verlag München
- Sonne, Wind und Wärme, das Branchen-Magazin für alle erneuerbaren Energien, Monatszeitschrift
- Photon, das Solarstrom-Magazin, Monatszeitschrift
- Erneuerbare Energien, das unabhängige Monatsmagazin für die Zukunftsenergien
- TU Berlin
<http://emsolar.eeTU-Berlin.DE>
- Sonnenenergie: Photovoltaik, A. Goetzberger, B.G. Teubner-Verlag, Stuttgart
- Europäischer Windatlas, I. Troen, E. L. Petersen, Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark
- Jahrbuch Erneuerbare Energien, 2000 – 2003, F. Staiß, Bieberstein-Verlag, Radebeul
- Erneuerbare Energien, W. Streicher, Springer-Verlag, Heidelberg